PROSPECTO DEFINITIVO DA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DE AÇÕES ORDINÁRIAS DE EMISSÃO DA

Petroleum
Redevelopment of oil & gas fields

RRRP
B3 LISTED NM

3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
CNPJ/ME nº 12.091.809/0001-55
NIRE 33.300.294.597
Rua Visconde de Ouro Preto, nº 5, sala 601, Botafogo
CEP 22.250-180, Rio de Janeiro/RJ

Código de negociação das Ações Ordinárias na B3: "RRRP3"
Código ISIN das Ações Ordinárias: "BRRRRPACNOR5"

Valor da Distribuição: R$600.000.009,00

Registro da Distribuição Pública nº CVM/SRE/REM/2020/022 em 10 de novembro de 2020

Preço por Ação: R$21,00.

A **3R Petroleum Óleo e Gás S.A.** ("Companhia"), em conjunto com a XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("XP" ou "Coordenador Líder"), o Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual" ou "Agente Estabilizador"), o Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA") e a Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A. ("Genial" e, em conjunto com o Coordenador Líder, o BTG Pactual e o Itaú BBA, os "Coordenadores da Oferta") estão realizando uma oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames de emissão da Companhia, a serem emitidas pela Companhia, na República Federativa do Brasil ("Brasil"), com esforços de colocação no exterior ("Oferta").

A Oferta consistirá na distribuição pública primária de, inicialmente, 28.571.429 novas ações ordinárias de emissão da Companhia ("Oferta" e "Ações", respectivamente); e será realizada na República Federativa do Brasil ("Brasil"), em mercado de balcão não organizado, sob coordenação dos Coordenadores da Oferta, e contará com a participação de determinadas instituições intermediárias autorizadas a operar no mercado de capitais brasileiro, credenciadas junto à B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), convidadas a participar da Oferta, exclusivamente, para efetuar esforços de colocação das Ações junto a Investidores Não Institucionais (conforme definido neste Prospecto) ("Instituições Consorciadas" e, em conjunto com os Coordenadores da Oferta "Instituições Participantes da Oferta"), observado o disposto na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400") e demais normativos aplicáveis, bem como os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado da B3 ("Regulamento do Novo Mercado" e "Novo Mercado", respectivamente) e o disposto no Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para Estruturação, Coordenação e Distribuição de Ofertas Públicas de Valores Mobiliários e Ofertas Públicas de Aquisição de Valores Mobiliários, atualmente vigente ("Código ANBIMA").

Serão também realizados, simultaneamente, pela XP Investments US, LLC, BTG Pactual US Capital LLC, Itau BBA USA Securities, Inc. e Brasil Plural Securities LLC (em conjunto, "Agentes de Colocação Internacional"), em conformidade com o *Placement Facilitation Agreement*, a ser celebrado entre a Companhia e os Agentes de Colocação Internacional ("Contrato de Colocação Internacional"), esforços de colocação das Ações (i) nos Estados Unidos da América, exclusivamente para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na *Rule 144A* do *Securities Act* de 1933, editado pela *U.S. Securities and Exchange Commission* ("SEC"), conforme alterado ("*Securities Act*"), em operações isentas de registro nos Estados Unidos da América em conformidade com o *Securities Act*, e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, bem como nos termos de quaisquer outras regras federais e estaduais dos Estados Unidos da América sobre títulos e valores mobiliários; e (ii) nos demais países, que não os Estados Unidos da América e o Brasil, para investidores que sejam considerados não residentes ou domiciliados nos Estados Unidos da América ou não constituídos de acordo com as leis desse país (*non U.S. Persons*), em conformidade com o *Regulation S* editado pela SEC no âmbito do *Securities Act*, de acordo com a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor (os investidores descritos nos itens "i" e "ii" acima, em conjunto, "Investidores Estrangeiros"). Em ambos os casos, apenas serão considerados investidores estrangeiros, os investidores que invistam no Brasil de acordo com os mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional e/ou pela CVM, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país que não o Brasil, inclusive perante a SEC.

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, a quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Suplementares, conforme definido abaixo), poderia ter sido, mas não foi, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, acrescida em até 20% (vinte por cento), ou seja, em até 5.714.285 novas ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais").

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade de Ações inicialmente ofertada poderá ser acrescida de um lote suplementar em percentual equivalente a até 15% (quinze por cento), ou seja, em até 4.285.714 ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Suplementares"), conforme opção para distribuição de tais Ações Suplementares a ser outorgada pela Companhia ao Agente Estabilizador, nos termos do Contrato de Coordenação, Colocação e Garantia Firme de Liquidação de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Contrato de Colocação"), a ser celebrado entre a Companhia, os Coordenadores da Oferta e, na qualidade de interveniente-anuente, a B3, opção essa a ser exercida nos termos dos normativos aplicáveis, em especial, a Instrução CVM 400 ("Opção de Ações Suplementares"). O Agente Estabilizador terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Colocação, inclusive, e por um período de até 30 (trinta) dias contados da data de início da negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3, inclusive, de exercer a Opção de Ações Suplementares, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação, por escrito, aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações seja tomada em comum acordo entre o Agente Estabilizador e os demais Coordenadores da Oferta quando da fixação do Preço por Ação (conforme definido abaixo). As Ações (sem considerar as Ações Suplementares) serão colocadas pelas Instituições Participantes da Oferta em regime de garantia firme de liquidação a ser prestada pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, de acordo com os limites individuais e demais disposições previstas no Contrato de Colocação. As Ações que forem objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional, junto a Investidores Estrangeiros, serão obrigatoriamente subscritas e integralizadas no Brasil, em moeda corrente nacional, nos termos do artigo 19, parágrafo 4º, da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada.

As ações ordinárias de emissão da Companhia serão admitidas à negociação no Novo Mercado, segmento especial de negociação de ações da B3, disciplinado pelo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 ("Regulamento do Novo Mercado" e "Novo Mercado", respectivamente), sob o código de negociação "**RRRP3**".

O Preço por Ação foi fixado após a apuração do resultado do procedimento de coleta de intenções de investimento realizado exclusivamente junto a Investidores Institucionais, a ser realizado no Brasil, conduzido pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação, e no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, nos termos do Contrato de Colocação Internacional, em consonância com o disposto no artigo 23, parágrafo 1º, e no artigo 44, ambos da Instrução CVM 400 ("Procedimento de *Bookbuilding*"). O Preço por Ação foi calculado tendo como parâmetro as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade da demanda (por volume e preço) por Ações coletada junto a Investidores Institucionais. A escolha do critério de determinação do Preço por Ação é justificada, na medida em que o preço de mercado das Ações a serem subscritas foi aferido com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentaram suas intenções de investimento no contexto da Oferta, e, portanto, não haverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"). Como não houve excesso de demanda superior a 1/3 (um terço) das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares), os Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas (conforme definido neste Prospecto) puderam participar do Procedimento de *Bookbuilding* até o limite máximo de 20% das Ações inicialmente ofertadas no âmbito da Oferta (sem considerar as Ações Suplementares). **Os Investidores Não Institucionais não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participaram do processo de determinação do Preço por Ação.**

	Preço (R$)[1]	Comissões (R$)[2][4]	Recursos Líquidos (R$)[2][3][4][5]
Preço por Ação	21,00	1,16	19,84
Oferta	600.000.009,00	33.000.000,50	555.727.675,21
Total da Oferta	600.000.009,00	33.000.000,50	555.727.675,21

(1) Com base no Preço por Ação de R$21,00.
(2) Abrange as comissões a serem pagas aos Coordenadores da Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares.
(3) Com dedução das comissões e das despesas da Oferta, tributos e outras retenções. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.
(4) Para informações sobre as remunerações recebidas pelos Coordenadores da Oferta, veja a seção "Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição", na página 69 deste Prospecto.
(5) Para informações sobre a quantidade de Ações a ser emitida pela Companhia e os recursos líquidos a serem recebidos, veja a seção "*Informações Sobre a Oferta – Quantidade, montante e recursos líquidos*", na página 66 deste Prospecto.

A realização da Oferta, mediante aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado previsto em seu estatuto social, com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, bem como seus termos e condições, a autorização para a administração da Companhia realizar a submissão do pedido de adesão da Companhia ao Novo Mercado e a alteração e consolidação de seu estatuto social de forma a adequá-lo ao Regulamento do Novo Mercado, foram aprovados em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 31 de agosto de 2020, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro ("Junta Comercial"), em 7 de outubro de 2020, sob o nº 00-2020/181422-6, e publicada no jornal "Diário Comercial do Rio de Janeiro" em 9 de outubro de 2020 e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro ("DOERJ") em 9 de outubro de 2020.

O Preço por Ação e o efetivo aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado em seu estatuto social, foram aprovados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 9 de novembro de 2020, cuja ata será devidamente registrada na Junta Comercial e publicada no jornal "Valor Econômico" na data de divulgação do Anúncio de Início e no DOERJ no dia útil subsequente à disponibilização.

Exceto pelo registro na CVM, a Companhia e os Coordenadores da Oferta não pretendem registrar a Oferta ou as Ações nos Estados Unidos e em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país.

A Oferta foi registrada pela CVM em 10 de novembro de 2020, sob o nº CVM/SRE/REM/2020/022.

Foi admitido o recebimento de reservas, a partir de 23 de outubro de 2020, para subscrição de Ações, as quais somente serão confirmadas pelo adquirente após o início do período de distribuição.

O REGISTRO DA PRESENTE DISTRIBUIÇÃO NÃO IMPLICA, POR PARTE DA CVM, GARANTIA DE VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS OU EM JULGAMENTO SOBRE A QUALIDADE DA EMISSORA, BEM COMO SOBRE AS AÇÕES A SEREM DISTRIBUÍDAS.

Este Prospecto Definitivo não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de subscrição e integralização/liquidação das Ações. Ao decidir subscrever e integralizar as Ações, os potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da situação financeira da Companhia, das atividades e dos riscos decorrentes do investimento nas Ações.

OS INVESTIDORES DEVEM LER ESTE PROSPECTO E O FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA ANTES DE ACEITAR A OFERTA, EM ESPECIAL AS SEÇÕES "SUMÁRIO DA COMPANHIA – PRINCIPAIS FATORES DE RISCO DA COMPANHIA" E "FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E ÀS AÇÕES", A PARTIR DAS PÁGINAS 31 E 89, RESPECTIVAMENTE, DESTE PROSPECTO E TAMBÉM A SEÇÃO "4. FATORES DE RISCO" DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA ANEXO A ESTE PROSPECTO NA PÁGINA 661, PARA UMA DESCRIÇÃO DE CERTOS FATORES DE RISCO RELACIONADOS À SUBSCRIÇÃO DE AÇÕES QUE DEVEM SER CONSIDERADOS NA TOMADA DE DECISÃO DE INVESTIMENTO.

Autorregulação ANBIMA
Ofertas Públicas

Coordenadores

xp investment banking
Coordenador Líder

btg pactual

Itaú BBA

genial investimentos

A data deste Prospecto Definitivo é 10 de novembro de 2020.

(Página intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

DEFINIÇÕES 1
INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA 7
CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES ACERCA DO FUTURO 8
Efeitos do COVID-19 nas Atividades da Companhia 10
SUMÁRIO DA COMPANHIA 12
Visão Geral da Companhia - Anterior a conclusão dos Eventos Societários 12
Breve Histórico Societário 13
Breve Histórico dos Ativos 15
Visão Geral da Companhia - Após a conclusão dos Eventos Societários 17
Breve Histórico dos Polos 18
Indicadores Operacionais e Financeiros 23
Vantagens Competitivas 26
Nossas Estratégias 28
Eventos Recentes 29
Informações Adicionais 30
Principais Fatores de Risco, Pontos Fracos, Obstáculos e Ameaças da Companhia 31
ESTUDO DE VIABILIDADE E SUMÁRIO DAS CERTIFICAÇÕES DE RESERVA PREPARADAS PELA DEGOLYER & MACNAUGHTON E PELA GAFFNEYCLINE 34
Estudo de Viabilidade 35
Qualificações 35
Premissas 35
Sumário do Estudo de Viabilidade 39
Projeções Econômico-Financeiras - Metodologia 44
Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Reservas e Receitas referente ao Polo Macau 45
Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Recursos Contigentes referente ao Polo Fazenda Belém 47
Demonstrativo de Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020, campos de Fazenda Belém e Icapuí 48
Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Recursos Contigentes referente ao Polo Rio Ventura 48
Demonstrativo de Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020, campos do Polo Rio Ventura 49
Sumário do Relatório de 6 de agosto de 2020 sobre Reservas e Recursos Contigentes referente aos campos Pescada-Arabaiana 49
Demonstrativo de Reservas mais Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020, campos de Pescada Arabaiana 50
SUMÁRIO DA OFERTA 51
INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA 65
Composição do Capital Social 65
Principais Acionistas e Administradores 66
Quantidade, montante e recursos líquidos 66
Descrição da Oferta 67
Aprovações Societárias 68
Reserva de Capital 68
Preço por Ação 68
Custos de Distribuição 69
Instituições Participantes da Oferta 70
Cronograma Estimado da Oferta 71
Procedimento da Oferta 71
Oferta Não Institucional 73
Oferta do Segmento Private 74

Oferta de Varejo 77
Oferta Institucional 79
Prazos da Oferta e Data de Liquidação 80
Contrato de Colocação e Contrato de Colocação Internacional 81
Informações sobre a Garantia Firme de Liquidação da Oferta 82
Contrato de Estabilização 83
Negociação das Ações na B3 83
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações 83
Violações de Normas de Conduta e Cancelamento dos Pedidos de Reserva 84
Instituição Financeira Responsável pela Escrituração das Ações 85
Formador de Mercado 85
Restrições à Negociação das Ações (*Lock-up*) 85
Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação da Oferta 86
Suspensão ou Cancelamento da Oferta 86
Inadequação da Oferta 87
Condições a que a Oferta esteja submetida 87
Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta 87
Coordenadores da Oferta 87
Informações Adicionais 88
FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E ÀS AÇÕES 89
APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA 96
XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. 96
Banco BTG Pactual S.A. 97
Banco Itaú BBA S.A. 98
Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A. 100
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E OS COORDENADORES DA OFERTA 101
Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder 101
Relacionamento entre a Companhia e o BTG Pactual 101
Relacionamento entre a Companhia e o Itaú BBA 102
Relacionamento entre a Companhia e a Genial 104
INFORMAÇÕES ADICIONAIS 105
COORDENADORES DA OFERTA 105
Instituições Consorciadas 106
IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, COORDENADORES, CONSULTORES E AUDITORES 107
Declaração de Veracidade das Informações 108
DESTINAÇÃO DOS RECURSOS 109
CAPITALIZAÇÃO 111
DILUIÇÃO 112
Planos de Opções 113
Histórico do Preço de Emissão de Ações 113
ANEXOS 115
ANEXO A – ESTATUTO SOCIAL 117
ANEXO B – CÓPIA DA ATA DA ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA REALIZADA EM 31 DE AGOSTO DE 2020, QUE APROVOU, DENTRE OUTRAS MATÉRIAS, A REALIZAÇÃO DA OFERTA 139
ANEXO C – ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA REALIZADA DE 9 DE NOVEMBRO DE 2020 QUE APROVOU O PREÇO POR AÇÃO DA OFERTA 149
ANEXO D – DECLARAÇÃO DA COMPANHIA NOS TERMOS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400 155

ANEXO E – DECLARAÇÃO DO COORDENADOR LÍDER, NOS TERMOS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400 159
ANEXO F – ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DATADO DE 14 DE OUTUBRO DE 2020, INCLUINDO COMO ANEXOS AS CERTIFICAÇÕES DE RESERVA 163
ANEXO G – TRADUÇÃO PARA O PORTUGUÊS DAS CERTIFICAÇÕES DE RESERVA 299
ANEXO H – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS PRO FORMA DA COMPANHIA E DA 3R PETROLEUM E PARTICIPAÇÕES S.A. RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020 419
ANEXO I – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020 433
ANEXO J – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS DA 3R PETROLEUM E PARTICIPAÇÕES S.A. RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020 489
ANEXO K – DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INVIDUAIS E CONSOLIDADAS DA COMPANHIA REFERENTES AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DEZEMBRO DE 2019, 2018 E 2017 569
ANEXO L – FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA NOS TERMOS DA INSTRUÇÃO CVM 480 661

(Página intencionalmente deixada em branco)

DEFINIÇÕES

Para fins do presente Prospecto, "Companhia", "3R Petroleum Óleo e Gás S.A." ou "nós" referem-se, a menos que o contexto determine de forma diversa, à 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. e suas subsidiárias na data deste Prospecto. Os termos indicados abaixo terão o significado a eles atribuídos neste Prospecto, conforme aplicável.

Os termos relacionados especificamente com a Oferta e respectivos significados constam da seção "Sumário da Oferta", na página 51 deste Prospecto.

3R	3R Petroleum e Participações S.A.
Administração	Conselho de Administração e Diretoria da Companhia, considerados em conjunto.
Administradores	Membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia.
ANBIMA	Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais.
ANP	Agência Nacional do Petróleo.
Assembleia Geral	Assembleia geral de acionistas da Companhia.
Auditores Independentes ou KPMG	KPMG Auditores Independentes.
Banco Central ou BACEN	Banco Central do Brasil.
Brent	Recuperação do preço de referência do óleo.
B3	B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.
Boe/d	Barris de óleo equivalente por dia.
Bbl/d	Barris de óleo por dia.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
BTG Pactual	Banco BTG Pactual S.A.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
Câmara de Arbitragem do Mercado	A câmara de arbitragem prevista no Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado, instituída pela B3, destinada a atuar na composição de conflitos que possam surgir nos segmentos especiais de listagem da B3.
Certificações de Reserva	(i) Relatório sobre Reservas e Receitas referente ao Polo Macau datado de 4 de agosto de 2020, preparado pela Degolyer & MacNaughton; (ii) Relatório sobre Reservas e Recursos Contingentes referente aos campos Pescada-Arabaiana datado de 6 de agosto de 2020, preparado pela GaffneyCline; (iii) Relatório sobre Recursos Contingentes referente ao Polo Rio Ventura datado de 4 de agosto de 2020, preparado pela GaffneyCline; e (iv) Relatório sobre Recursos Contingentes referente ao Polo Fazenda Belém datado de 4 de agosto de 2020, preparado pela GaffneyCline; considerados em conjunto.
CMN	Conselho Monetário Nacional.

CNPJ/ME	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Economia.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
Código ANBIMA	Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas Estruturação, Coordenação e Distribuição de Ofertas Públicas de Valores Mobiliários e Ofertas Públicas de Aquisição de Valores Mobiliários.
Código Civil	Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002, e alterações posteriores.
Companhia	A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.
Conselho de Administração	O conselho de administração da Companhia.
Conselho Fiscal	O conselho fiscal da Companhia, que até a data deste Prospecto não havia sido instalado.
Contrato de Participação no Novo Mercado	Contrato de Participação no Novo Mercado a ser celebrado entre, de um lado, a B3 e, de outro, a Companhia, até a data de divulgação do Anúncio de Início, data na qual o referido contrato entrará em vigor, por meio do qual a Companhia aderirá ao Novo Mercado. A adesão ao Novo Mercado pela Companhia está sujeita à conclusão da Oferta.
Conversão de Ações	A conversão das 13.850.097 ações preferenciais em ações ordinárias de emissão da Companhia, na relação de 1 ação ordinária por cada ação preferencial.
COVID-19	Doença causada pelo coronavírus SARS-CoV-2.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
DBO Energia	DBO Energia S.A.
Decreto 9.188	Decreto nº 9.188, de 1º de novembro de 2017.
Deliberação CVM 476	Deliberação da CVM nº 476, de 25 de janeiro de 2005.
Diário Comercial	Diário Comercial do Estado do Rio de Janeiro.
Diretoria	A diretoria da Companhia.
DOERJ	Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.
Dólar, dólar, dólares ou US$	Moeda oficial dos Estados Unidos.
Degolyer & MacNaughton	DeGolyer & MacNaughton.
Estados Unidos	Estados Unidos da América.
ESG	*Environmental, Social and Corporate Governance*.
Estatuto Social	Estatuto social da Companhia.
Estudo de Viabilidade	Estudo de Viabilidade Econômica, incluindo como anexo as Certificações de Reserva, datado de 14 de outubro de 2020, preparado pela GaffneyCline.

Eventos Societários	Posteriormente à concessão de registro de companhia aberta da Companhia pela CVM, a Companhia incorporou a 3R e a sucederá a título universal. No âmbito da incorporação, ocorreu a emissão de 60.741.863 ações ordinárias e subscrição das mesmas proporcionalmente pelos acionistas da 3R. Posteriormente à incorporação da 3R, ocorreu um aumento de capital com a emissão de 14.716.262 ações ordinárias pela Companhia e subscrição das mesmas pela DBO Energia com as ações detidas por esta na SPE 3R. Posteriormente e sujeita à certas condições precedentes, o FIP 3R sofrerá uma cisão desproporcional, por meio da qual o BTG Pactual, na qualidade de cotista do FIP 3R ou sua afiliada, passará a ser, após a realização da oferta pública de ações, acionista da Companhia.
FIP 3R	3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia.
FIP Esmeralda	Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia.
Formulário de Referência	Formulário de Referência da Companhia, elaborado nos termos da Instrução CVM 480, anexo a este Prospecto.
GaffneyCline	Gaffney, Cline & Associates.
Genial	Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A.
Governo Federal	Governo Federal do Brasil.
Grupamento de Ações	Grupamento da totalidade das ações ordinárias da Companhia na proporção de 36:1.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
Instituição Escrituradora	Itaú Corretora de Valores S.A.
Instrução CVM 358	Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada.
Instrução CVM 400	Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada.
Instrução CVM 480	Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.
Instrução CVM 505	Instrução da CVM nº 505, de 27 de setembro de 2011, conforme alterada.
Instrução CVM 527	Instrução da CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012.
Instrução CVM 554	Instrução da CVM nº 554, de 17 de dezembro de 2014, conforme alterada.
Instrução CVM 560	Instrução da CVM nº 560, de 27 de março de 2015, conforme alterada.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo divulgado pelo IBGE.
Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
JUCERJA	Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro.

Lei 4.131	Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, conforme alterada.
Lei das Sociedades por Ações	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei do Mercado de Capitais	Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei das Estatais	Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016.
M³/D	M³ por dia.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem da B3 com regras diferenciadas de governança corporativa.
Oferta	A distribuição pública primária de 28.571.429 Ações, a ser realizada no Brasil em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400, por intermédio dos Coordenadores da Oferta, incluindo esforços de colocação de Ações no exterior, a serem realizados pelos Agentes de Colocação Internacional para Investidores Estrangeiros que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo Banco Central e/ou pela CVM.
Offering Memoranda	*Preliminary Offering Memorandum* e o *Final Offering Memorandum*, conforme definidos no Contrato de Colocação Internacional, considerados em conjunto.
OMS	Organização Mundial da Saúde.
Ônix	Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda.
OP Pescada	OP Pescada Óleo e Gás Ltda.
OPOG	Ouro Preto Óleo e Gás S.A.
Payback	Indicador do tempo de retorno de um investimento e um método de tomada de decisões que considera o tempo para obtenção dos valores e o montante que deverá ser retirado dos caixas.
Pérez Companc	Pérez Companc S.A.
Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A.
Petrogal	Petrogal Brasil Ltda. – GALP.
Polo Fazenda Belém	Direitos da concessão dos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, que compõem o polo Fazenda Belém.
Polo Macau	Os seis campos terrestres de óleo e gás (*onshore*) e um marítimo em águas rasas (*shallow water*), que compõem o polo Macau.
Polo Pescada-Arabaiana	Os campos de Pescada, Arabaiana e Dentão.
Polo Rio Ventura	Os oito campos terrestres de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o polo Rio Ventura, na Bacia do Recôncavo, na Bahia.
Portfólio	(i) o Polo Macau, com exceção de 50% do campo de Sanhaçu, e Pescada-Arabaiana, e, após a efetivação das aquisições; (ii) Fazenda Belém e Rio Ventura, conforme supracitado.

PIB	Produto Interno Bruto Brasileiro.
Plano	Plano de remuneração baseado em ações da Companhia aprovado em Assembleia Geral Extraordinária no dia 31 de agosto de 2020.
PRSM	Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo (PRMS – Petroleum Resources Management System).
Pré-Sal	Camada pré-sal refere-se a uma camada de rochas formadas preferencialmente por rochas carbonáticas, localizada abaixo de uma camada de sal.
Processo de Desinvestimento da Petrobras	Desinvestimentos da Petrobras em ativos de exploração e produção de petróleo e gás natural.
Projeto Recage	Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Explotação.
Produto da Colocação da Oferta	Significa a soma do Produto da Colocação da Oferta Base, do Produto da Colocação das Ações Adicionais e do Produto da Colocação das Ações Suplementares.
Produto da Colocação da Oferta Base	Significa o produto resultante da multiplicação entre (i) a quantidade total de Ações inicialmente ofertada, sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais; e (ii) o Preço por Ação.
Produto da Colocação das Ações Adicionais	Significa o produto resultante da multiplicação entre (i) o número total de Ações Adicionais efetivamente colocadas; e (ii) o Preço por Ação.
Produto da Colocação das Ações Suplementares	Significa o produto resultante da multiplicação entre (i) o número total de Ações Suplementares efetivamente colocadas e (ii) o Preço por Ação.
Prospecto ou Prospecto Definitivo	Este Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., incluindo o Formulário de Referência e seus demais anexos.
Prospecto Preliminar	O Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., incluindo o Formulário de Referência e seus demais anexos e eventuais aditamentos e/ou suplementos.
Prospectos	Este Prospecto Definitivo e o Prospecto Preliminar, considerados em conjunto.
Real, real, reais ou R$	Moeda oficial corrente no Brasil.
Rule 144A	*Rule 144A* editada ao amparo do *Securities Act*.
Remuneração Base	Produto resultante da multiplicação: (i) da quantidade total de Ações; (ii) pelo Preço por Ação.
Regulamento de Arbitragem	Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado instituída pela B3, inclusive suas posteriores modificações, que disciplina o procedimento de arbitragem ao qual serão submetidos todos os conflitos estabelecidos na cláusula compromissória inserida no Estatuto Social da Companhia e constante dos termos de anuência dos administradores e membros do Conselho Fiscal.

Regulamento do Novo Mercado	Regulamento de listagem do Novo Mercado editado pela B3, que disciplina os requisitos para a negociação de valores mobiliários de companhias abertas no Novo Mercado, estabelecendo regras de listagem diferenciadas para essas companhias, seus administradores e seus acionistas controladores.
Regulation S	*Regulation S* do *Securities Act* de 1933, conforme alterada, dos Estados Unidos.
Resolução CMN 4.373	Resolução do CMN nº 4.373, de 29 de setembro de 2014.
Starboard Asset	Starboard Asset Ltda.
SEC	*Securities and Exchange Commission*, a comissão de valores mobiliários dos Estados Unidos.
SPE Fazenda Belém	SPE Fazenda Belém S.A.
SPE Rio Ventura	SPE Rio Ventura S.A.
SPE 3R	SPE 3R Petroleum S.A.
Securities Act	*Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos, conforme alterado.
SindiPetro Alagoas/Sergipe	Sindicato Unificado dos Trabalhadores Petroleiros, Petroquímicos, Químicos e Plásticos nos Estados de Alagoas e Sergipe.
SSSFII	Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia.
SUDENE	Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste.
Taxa Libor	A *London Interbank Offered Rate* (ou LIBOR) é uma taxa de referência diária, calculada com base nas taxas de juros oferecidas para grandes empréstimos entre os bancos internacionais que operam no mercado londrino.
XP	XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação	**3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.,** sociedade por ações, devidamente inscrita no CNPJ/ME sob o nº 12.091.809/0001-55, com seus atos constitutivos registrados na JUCERJA sob o NIRE 33.300.294.597.
Registro na CVM	A Companhia obteve o registro como emissora de valores mobiliários categoria "A" perante a CVM, concedido em 10 de novembro de 2020, sob o nº 2529-1.
Sede	Localizada na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180.
Diretoria de Relações com Investidores	Localizada na sede da Companhia. O Diretor de Relações com Investidores é o Sr. Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva. O telefone da Diretoria de Relações com Investidores da Companhia é +55 (21) 3475-5577 e o seu endereço eletrônico é ri@3rpetroleum.com.br.
Instituição Escrituradora	Itaú Corretora de Valores S.A.
Auditores Independentes	KPMG Auditores Independentes, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, e para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019.
Títulos e Valores Mobiliários Emitidos	As Ações serão listadas no Novo Mercado sob o código "**RRRP3**", a partir do primeiro dia útil imediatamente posterior à publicação do Anúncio de Início.
Jornais nos quais divulga informações	As informações referentes à Companhia são divulgadas no Valor Econômico, DOERJ e no Diário Comercial.
Formulário de Referência	Informações detalhadas sobre a Companhia, seus negócios e operações poderão ser encontradas no Formulário de Referência.
Website	www.ri.3rpetroleum.com. Informações adicionais sobre nós e a Oferta poderão ser obtidas em nosso Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto, e junto: (i) à nossa Diretoria de Relações com Investidores; (ii) aos Coordenadores da Oferta nos endereços e *websites* indicados na seção "*Informações Sobre à Oferta – Informações Adicionais*" na página 88 deste Prospecto Definitivo; (iii) à CVM, na Rua Sete de Setembro, 511, 5.º andar, na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, ou na Rua Cincinato Braga, 340, 2º a 4º andares, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou, ainda, em seu *website*: www.cvm.gov.br; e (iv) à B3, na Praça Antônio Prado, 48, 7° andar, CEP 01010-901, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, em seu *website*: www.b3.com.br.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES ACERCA DO FUTURO

Este Prospecto, assim como o Estudo de Viabilidade e o Formulário de Referência incluem estimativas e declarações futuras, principalmente, nas seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco Relativos à Companhia" e "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações" e "Estudo de Viabilidade e Sumário das Certificações de Reserva Preparadas pela GaffneyCline e pela Degolyer & MacNaughton", e nos itens "4. Fatores de Risco", "7. Atividades do Emissor" e "10. Comentários dos Diretores" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto, a partir das páginas 31, 89, 661, deste Prospecto.

Essas considerações sobre estimativas e declarações futuras se basearam, principalmente, nas expectativas atuais da Companhia sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam seu setor de atuação, sua participação de mercado, sua reputação, seus negócios, sua situação financeira, o resultado das suas operações, suas margens e/ou seu fluxo de caixa. Embora a Companhia acredite que essas estimativas e declarações futuras sejam baseadas em premissas razoáveis, elas estão sujeitas a diversos riscos e incertezas e foram efetuadas somente com base nas informações de que dispomos atualmente.

Além de outros itens discutidos em outras seções deste Prospecto, há uma série de fatores que podem fazer com que as estimativas e declarações não ocorram. Tais riscos e incertezas incluem, entre outras situações, as seguintes:

- os efeitos econômicos, financeiros, políticos e sanitários da pandemia de COVID-19 (ou outras pandemias, epidemias e crises similares) particularmente no Brasil e na medida em que continuem a causar graves efeitos macroeconômicos negativos, podendo, portanto intensificar o impacto dos demais riscos aos quais estamos sujeitos;

- o impacto do surto de COVID-19 na economia e condições de negócio no Brasil e no mundo e quaisquer medidas restritivas impostas por autoridades governamentais no combate ao surto;

- nossa capacidade de implementar, de forma tempestiva e eficiente, qualquer medida necessária em resposta ao, ou para amenizar os impactos do surto de COVID-19 em nossos negócios, operações, fluxo de caixa, perspectivas, liquidez e condição financeira;

- nossa capacidade de prever e reagir, de forma eficiente, a mudanças temporárias ou de longo prazo no comportamento de nossos consumidores em razão do surto de COVID-19 ou outras pandemias, epidemias e crises similares), mesmo após o surto ter sido suficientemente controlado;

- intervenções governamentais, resultando em alteração na economia, tributos, tarifas, ambiente regulatório ou regulamentação ambiental no Brasil;

- alterações nas condições gerais da economia, incluindo, exemplificativamente, preço do petróleo inflação, taxas de juros, câmbio, nível de emprego, crescimento populacional, liquidez nos mercados financeiro e de capitais e confiança do consumidor;

- impossibilidade ou dificuldade de viabilização e implantação de novos projetos de desenvolvimento, fabricação e posterior comercialização de produtos;

- atrasos, excesso ou aumento de custos não previstos na implantação ou execução de nossos projetos;

- aumento de custos, incluindo, mas não se limitando aos custos: (i) de operação e manutenção; (ii) encargos regulatórios e ambientais; e (iii) contribuições, taxas e impostos;

- nossa capacidade de obter, manter e renovar as autorizações e licenças governamentais aplicáveis, inclusive ambientais que viabilizem nossos projetos;

- fatores negativos ou tendências que podem afetar nossos negócios, participação no mercado, condição financeira, liquidez ou resultados de nossas operações, dentre eles, riscos inerentes de perfuração, produção e outros riscos operacionais;

- nosso nível de capitalização e endividamento e nossa capacidade de contratar novos financiamentos e executar o nosso plano de expansão;

- a dificuldade na identificação, aquisição ou acesso a novas reservas de óleo e gás natural para sustentar nossa estratégia de crescimento e o desenvolvimento das nossas atividades de produção;

- a dificuldade em avaliar os recursos e reservas, que podem não ser exatas e envolver um significativo grau de incerteza;

- fatores de risco discutidos nas seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco relativos à Companhia" e "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações", a partir das páginas 31 e 89, respectivamente, deste Prospecto, bem como na seção "4. Fatores de Risco" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto, a partir da página 661, deste Prospecto.

Essa lista de fatores de risco não é exaustiva e outros riscos e incertezas podem causar resultados que podem vir a ser substancialmente diferentes daqueles contidos nas estimativas e perspectivas sobre o futuro. As palavras "acredita", "pode", "poderá", "estima", "continua", "antecipa", "pretende", "espera" e palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e perspectivas para o futuro. Tais estimativas referem-se apenas à data em que foram expressas, de forma que a Companhia não pode assegurar que atualizará ou revisará quaisquer dessas estimativas em razão da disponibilização de novas informações, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Estas estimativas envolvem riscos e incertezas e não representam qualquer garantia de um desempenho futuro, sendo que os reais resultados ou desenvolvimentos podem ser substancialmente diferentes das expectativas descritas nas estimativas e declarações futuras constantes neste Prospecto e no Formulário de Referência.

Estudo de Viabilidade e Certificações de Reserva

O Estudo de Viabilidade, anexo a este Prospecto a partir da página 163, foi preparado de forma independente pela GaffneyCline, o qual traz anexas as Certificações de Reserva preparadas de forma independente pela GaffneyCline e pela Degolyer & MacNaughton, com base nas informações financeiras projetadas e preparadas por seus especialistas. As informações financeiras projetadas utilizadas para preparar o Estatuto de Viabilidade não foram elaboradas em conformidade com qualquer regulamentação de divulgação pública vigente, bem como não foram preparadas para cumprir com as normas e regulamentos de quaisquer bolsas de valores, agências ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer jurisdição. Nossa Administração acredita que o Estudo de Viabilidade foi elaborado refletindo, atualmente, as melhores estimativas e julgamentos disponíveis, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da Administração, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia, com base no entendimento e conhecimento de especialistas da GaffneyCline e da Degolyer & MacNaughton sobre os setores de óleo e gás natural. Entretanto, estas informações não são fatos e não se deve confiar nelas como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros, não constituindo uma garantia do nosso desempenho futuro. **OS LEITORES DESTE PROSPECTO FICAM DESDE JÁ ADVERTIDOS PARA NÃO DEPOSITAR CONFIANÇA INDEVIDA NAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS PROJETADAS**.

Nem a KPMG nem qualquer outro auditor independente, nem os Coordenadores da Oferta ou os Agentes de Colocação Internacional, compilaram, examinaram ou adotaram quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar o Estudo de Viabilidade, nem expressaram sua opinião ou emitiram qualquer outra forma da declaração sobre tais informações ou a possibilidade de as mesmas se concretizarem, e não assumem nenhuma responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

Os relatórios dos auditores independentes incluídos nas demonstrações financeiras anexadas a este Prospecto relacionam-se, exclusivamente, as demonstrações financeiras históricas anexadas, e não se estendem às informações financeiras projetadas e não devem ser lidos de forma diferente.

Declarações prospectivas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer. As condições da situação financeira futura da Companhia e de seus resultados operacionais futuros, sua participação e posição competitiva no mercado poderão apresentar diferenças significativas se comparados àquelas expressas ou sugeridas nas referidas declarações prospectivas. Muitos dos fatores que determinarão esses resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia. Em vista dos riscos e incertezas envolvidos, nenhuma decisão de investimento deve ser tomada somente baseada nas estimativas e declarações futuras contidas neste Prospecto, no Estudo de Viabilidade e no Formulário de Referência.

O INVESTIDOR DEVE ESTAR CIENTE DE QUE OS FATORES MENCIONADOS ACIMA, ALÉM DE OUTROS DISCUTIDOS NESTE PROSPECTO, NO ESTUDO DE VIABILIDADE E NO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA, PODERÃO AFETAR OS RESULTADOS FUTUROS DA COMPANHIA E PODERÃO LEVAR A RESULTADOS DIFERENTES DAQUELES CONTIDOS, EXPRESSA OU IMPLICITAMENTE, NAS DECLARAÇÕES E ESTIMATIVAS NESTE PROSPECTO. TAIS ESTIMATIVAS REFEREM-SE APENAS À DATA EM QUE FORAM EXPRESSAS, SENDO QUE A COMPANHIA E OS COORDENADORES DA OFERTA NÃO ASSUMEM A OBRIGAÇÃO DE ATUALIZAR PUBLICAMENTE OU REVISAR QUAISQUER DESSAS ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES FUTURAS EM RAZÃO DA DISPONIBILIZAÇÃO DE NOVA INFORMAÇÃO, OCORRÊNCIA DE EVENTOS FUTUROS OU DE QUALQUER OUTRA FORMA. MUITOS DOS FATORES QUE DETERMINARÃO ESSES RESULTADOS E VALORES ESTÃO ALÉM DA CAPACIDADE DE CONTROLE OU PREVISÃO DA COMPANHIA.

Adicionalmente, os números incluídos neste Prospecto e no Formulário de Referência podem ter sido, em alguns casos, arredondados para números inteiros.

Efeitos do COVID-19 nas Atividades da Companhia

Em março de 2020, a OMS declarou a COVID-19 como uma pandemia. As medidas de proteção, entre elas, o isolamento social, o fechamento das fronteiras e controles quanto à locomoção, decorrentes dessa pandemia afetaram o ambiente econômico global, reduzindo a demanda por petróleo e seus derivados e provocando uma contração no setor de petróleo e gás. A contração na demanda resultou em um aumento de estoque para diversas produtoras de petróleo, que atingiram níveis históricos no primeiro e segundo trimestre de 2020. Adicionalmente, o primeiro semestre ficou marcado por conflitos geopolíticos entre grandes produtores mundiais, que resultaram em um choque de oferta e contribuíram para a redução no preço do petróleo.

Nossa Administração entende que: (i) o aumento nos estoques; (ii) a contração na demanda; e (iii) os conflitos geopolíticos entre grandes produtores mundiais causaram variações relevantes na cotação do *Brent* ao longo do primeiro semestre de 2020. Nossas operações sofreram e continuam sendo impactadas pela pandemia do COVID-19. Dividimos abaixo o impacto do COVID-19 em: (i) operação e produção dos nossos campos; (ii) variações do *Brent*; e (iii) segurança de nossos colaboradores.

Os ativos da 3R e da OPOG não sofreram queda de produção em função da contração da demanda mundial. A produção do Polo de Macau não teve alterações significativas entre janeiro e junho de 2020, enquanto o campo de Pescada-Arabaiana sofreu um aumento de 9% entre janeiro e junho de 2020.

Apesar da nossa produção não ter sido impactada, a queda da cotação do *Brent* impactou nossa receita através de menores preços de venda de nossa produção. A *commodity* sofreu uma variação de 65% no primeiro trimestre de 2020, atingindo uma cotação de US$22,7 por barril em 31 de março de 2020. Ao longo do segundo trimestre, houve uma melhora nas perspectivas globais com relação a pandemia e o *Brent* atingiu uma cotação de US$41,1 por barril em 30 de junho de 2020, representando um aumento de 80% no segundo trimestre de 2020.

Com relação à segurança de nossos funcionários, avaliamos constantemente as melhores práticas para assegurar sua segurança, estando sempre alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde. Anunciamos providências para preservar a saúde de nossos colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas operacionais e administrativas, que incluíram:

- Alteração de trabalho presencial para a modalidade de home-office;

- Quarentena, monitoramento da saúde e testagem;
- Checagem geral realizada por profissional de saúde nas unidades de produção;
- Uso de máscaras e álcool gel nas unidades de produção;
- Campanhas de conscientização através dos meios de comunicação utilizados nas unidades de produção;
- Medidas para evitar aglomeração nas unidades de produção; e
- As medidas por nós adotadas evitaram impactos de queda de produção e não ocasionaram aumentos significativos de custo.

Nossa Administração avalia o momento atual com muita cautela, porém entende que: (i) o baixo custo de extração; (ii) a robusta posição de liquidez; (iii) as receitas provenientes do gás; e (iv) a gestão eficiente da nossa Diretoria são fatores que mitigam parcialmente os impactos da pandemia.

No entendimento da nossa Administração, as medidas adotadas, que estão em constante reavaliação, buscam manter a qualidade operacional e a segurança e bem-estar dos nossos colaboradores, fornecedores e clientes e da sociedade como um todo, estando alinhados com as medidas determinadas pelas autoridades públicas. Iremos continuar atuando de maneira a preservar a saúde de todos, sempre vigilantes e prontos a fazer correções de rumo conforme a evolução da situação.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

Este Sumário contém um resumo das nossas atividades, informações financeiras e operacionais, não pretendendo ser completo nem substituir o restante deste Prospecto e do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto. Este Sumário não contém todas as informações que o investidor deve considerar antes de investir em nossas Ações. Antes de tomar sua decisão em investir em nossas Ações, o investidor deve ler cuidadosa e atenciosamente todo este Prospecto e o Formulário de Referência, em especial as informações contidas nas seções "Considerações Sobre Estimativas e Declarações a Acerca do Futuro" e "Principais Fatores de Risco" deste Prospecto, nas seções "3. Informações Financeiras Selecionadas", "4. Fatores de Risco" e "10. Comentários dos Diretores" do Formulário de Referência, bem como as nossas informações financeiras pro forma, anexas este Prospecto a partir da página 419, as nossas informações trimestrais e respectivas notas explicativas, anexas este Prospecto a partir da página 433, respectivamente, e as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas, anexas este Prospecto a partir da página 569, respectivamente. Declaramos que as informações constantes neste Sumário são consistentes com as informações de nosso Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto, nos termos do inciso II, § 3º, do artigo 40 da Instrução CVM 400. A menos que o contexto exija outra interpretação, os termos "nós", "nossos" e "nossa Companhia" referem-se à 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. e suas controladas.

Visão Geral da Companhia - Anterior a conclusão dos Eventos Societários

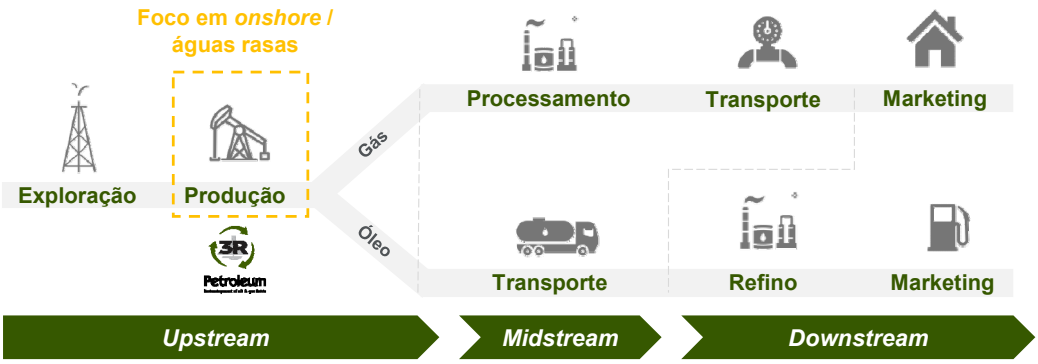
A Companhia, anteriormente denominada OPOG, é uma empresa do setor de óleo e gás cujo foco é o redesenvolvimento de campos maduros em produção localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*). "***R**edesenvolver*, ***R**evitalizar* e ***R**epensar*" são os pilares que norteiam sua estratégia de incremento de produção e reservas em campos maduros e que subsidiam a meta de a tornar uma grande companhia petrolífera privada e independente, com escala no Brasil e na América Latina. O plano de negócios da Companhia é baseado em crescimento orgânico, por meio do redesenvolvimento do portfólio atual, e em crescimento inorgânico, por meio de oportunidades de aquisição atreladas ao amplo plano de desinvestimento de ativos maduros em curso executado pela Petrobras.

Em 2014, a Companhia adquiriu parte das sociedades detidas pela El Paso no Brasil e passou a deter ativos em produção nas bacias do Espírito Santo e do Potiguar, dentre outros ativos em estágio de desenvolvimento. Entre 2016 e 2019, a Companhia participou ativamente de processos de desinvestimento da Petrobras, buscando ampliar seu portfólio com ativos em estágio de produção. Atualmente, a Companhia detém (i) 35% (trinta e cinco por cento) dos direitos da concessão sobre os campos do Polo Pescada, ativo produtor de gás e óleo condensado na Bacia do Potiguar, (ii) 3 (três) blocos exploratórios, com compromissos relativos ao Programa Exploratório Mínimo perante à ANP substancialmente cumpridos (aproximadamente 99,8% - noventa e nove vírgula oito por cento), localizados nas Bacias de Barreirinhas, Ceará e Potiguar, (iii) a Concessão do Campo de Camarão, na Bacia de Camamu, em fase de desenvolvimento e (iv) ainda ativos que se encontram em processo de devolução perante a ANP: PN-T-114, na Bacia de Parnaíba, e o campo de Pinauna, na bacia de Camamu.

Cabe destacar que a Companhia detém a qualificação de Operadora "A" perante a ANP, um forte diferencial estratégico que nos habilita a operar campos de óleo e gás em áreas terrestres (*onshore*) e em mar (*offshore*), inclusive em águas profundas e ultra profundas, como os do pré-sal, por exemplo.

No entanto, o plano de negócios da Companhia permanece focado em campos maduros, visando capturar aquisições oportunísticas de ativos: (i) em produção; (ii) com reservas provadas que podem ser certificadas; (iii) com capacidade de incremento de produção a partir de investimentos com *payback*[2] acelerado; (iv) com infraestrutura logística facilitada; e (v) que apresentem custos de extração (*lifting cost*) consideravelmente menores quando comparados a outros empresas (*players*) locais que operam em águas profundas (*offshore*). A Companhia não contempla em seu plano de negócios investir em projetos em fase de exploração. O gráfico abaixo ilustra como sua operação se situa na cadeia de produção da indústria de óleo e gás.

[2] Indicador do tempo de retorno de um investimento e um método de tomada de decisões que considera o tempo para obtenção dos valores e o montante que deverá ser retirado dos caixas.



Conforme realçado pela Petrobras em diversos comunicados ao mercado, a venda de ativos localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*) está alinhada à sua estratégia de otimização de portfólio, passando a concentrar cada vez mais os seus recursos em águas profundas e ultra profundas (*offshore*), onde a Petrobras tem demonstrado grande diferencial competitivo ao longo dos anos. Desde que declarou comercialidade dos primeiros campos do pré-sal[3], a Petrobras concentra seus recursos financeiros, intelectuais e tecnológicos para ampliar sua capacidade em desenvolver projetos de alta produtividade em tais ativos. Em paralelo, observa-se nesse mesmo período um declínio acelerado na produção dos campos em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*), reflexo dos baixos ou inexistentes planos de investimentos em tais ativos.

Vale realçar que a Petrobras ainda detém aproximadamente 74,5% de participação (*market share)* da produção em terra (*onshore*) do Brasil (dados da ANP, em 30 de junho de 2020) e anunciou que manterá seu plano de desinvestimento acelerado ao longo dos próximos meses. Nesse contexto, nos posicionamos como uma empresa (*player*) estratégica para nos consolidarmos como uma empresa pioneira (*first-mover*) neste nicho promissor do setor de Exploração & Produção, com destaque para nossa equipe técnica, devidamente qualificada e que participou de diversos projetos (*cases*) de sucesso na revitalização de campos maduros na América latina.

Breve Histórico Societário

Em 18 fevereiro de 2020, a Ônix, empresa constituída em 14 de novembro de 2019, e controlada indiretamente pelo SSFII*, fundo de investimento gerido pela Starboard,* concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia detidas pelo Angel Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, tornando-se a única acionista da Companhia.

Em 30 junho de 2020, os quotistas da Ônix e os acionistas da Companhia aprovaram a incorporação reversa da Ônix pela Companhia. Tal operação resultou na redução do capital social da Companhia e teve como objetivo simplificar e otimizar a estrutura societária do grupo, sendo certo que a Companhia sucedeu a Ônix, a título universal, em todos os seus direitos e obrigações.

Em 09 de julho de 2020, OP Pescada, subsidiária da Companhia, celebrou contrato referente à aquisição de 65% (sessenta e cinco por cento) dos direitos de concessão relativos aos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão detidos pela Petrobras, sendo certo que a OP Pescada já detém, atualmente, 35% (trinta e cinco por cento) dos referidos ativos. A aquisição ainda está sujeita ao cumprimento de determinadas condições suspensivas para a sua efetivação, dentre as quais destacam-se a aprovação da ANP e a transferência da licença de operação.

[3] Camada pré-sal refere-se a uma camada de rochas formadas preferencialmente por rochas carbonáticas, localizada abaixo de uma camada de sal.

Eventos Societários da Companhia

Em 03 de agosto de 2020, o SSFII, controlador indireto da Companhia, deliberou, por meio de consultas formais aos seus cotistas, pela implementação de uma reorganização societária, a qual contempla a incorporação da 3R pela Companhia, a qual ocorrerá após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da Oferta pela CVM. Nesta mesma data, os fundos de investimentos que controlam a 3R deliberaram, por meio de consultas formais aos seus cotistas, pela implementação de tais Eventos Societários. Além da Eventos Societários, tais consultas formais também autorizaram à administração das companhias investidas e/ou à Starboard Asset Ltda. a realizar o IPO, bem como a adotar todas e quaisquer medidas e praticar todos os atos necessários à sua concretização perante os órgãos responsáveis.

Neste sentido, em 31 de agosto de 2020, os acionistas da Companhia concordaram, em assembleia geral, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e a celebrar todos os atos e documentos necessários.

De igual forma, em 04 de agosto de 2020, em assembleia geral extraordinária, os acionistas da 3R concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e em celebrar todos os atos e documentos necessários para sua implementação. Para fins de incorporação (e não para estabelecer a relação de substituição das ações), tal Assembleia também deliberou pela contratação de auditoria independente para elaboração de um laudo de avaliação contábil da 3R, o qual deverá ser concluído após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da Oferta pela CVM, previsto para ocorrer em novembro de 2020.

A relação de substituição das ações foi acordada entre os atuais acionistas da Companhia e os acionistas das 3R e está apresentada no item "15.4. Organograma dos acionistas e do grupo econômico" (ii) Organograma pós concessão do registro da oferta da Companhia do Formulário de Referência.

A Companhia e a 3R são controladas por fundos de investimentos geridos pela Starboard

Em 5 de agosto de 2019, a 3R passou a ser controlada pelo FIP 3R*, cujo maior cotista é o* SSSFII*. Atualmente, o FIP 3R detém* 52,30% do capital social da 3R.

Em 10 de fevereiro de 2020, a 3R recebeu um novo aporte de capital, com emissão de novas ações ordinárias, realizado pelo FIP Esmeralda, o qual passou a deter 36,56% do capital social da 3R.

O FIP 3R, o FIP Esmeralda e o SSSFII são veículos geridos pela Starboard, gestora fundada em 2017 com o objetivo de ser pioneira em Special Situations e Corporate Carve Outs Aquisitions no Brasil. Em 2018, o fundo de Private Equity Apollo Global Management, que em 2019 possuía mais de US$300 bilhões (trezentos bilhões de dólares) em ativos sob gestão, se tornou sócio minoritário da Starboard.

DBO Energia: se tornará acionista da Companhia, por meio de roll-up de ações atualmente detidas sobre a SPE 3R (subsidiária da 3R)

A DBO Energia é uma empresa baseada no Rio de Janeiro e é administrada por executivos brasileiros e noruegueses com extensa experiência de Exploração & Produção de óleo e gás, tanto no Brasil quanto no Mar do Norte. A DBO Energia tem como um de seus acionistas relevantes a RWE PI Bras Limited, empresa alemã com mais de 120 anos de história.

A DBO Energia tem participação de 32.7% na SPE 3R, subsidiária da 3R que detém os direitos sobre a concessão dos campos do Polo de Macau. Ancorada em sua experiência no setor, a DBO Energia suporta a SPE 3R em suas atividades operacionais e financeiras.

Por meio do *roll-up* das ações da SPE 3R detidas pela DBO Energia, evento que ocorrerá subsequentemente ao processo de incorporação da 3R pela Companhia, esta passará a deter a participação 19,2% no capital social da Companhia. Simultaneamente, a SPE 3R, detentora de 100% dos direitos de concessão sobre os campos do Polo Macau (exceto Sanhaçu, do qual detém apenas 50%), tornar-se-á subsidiária integral da Companhia.

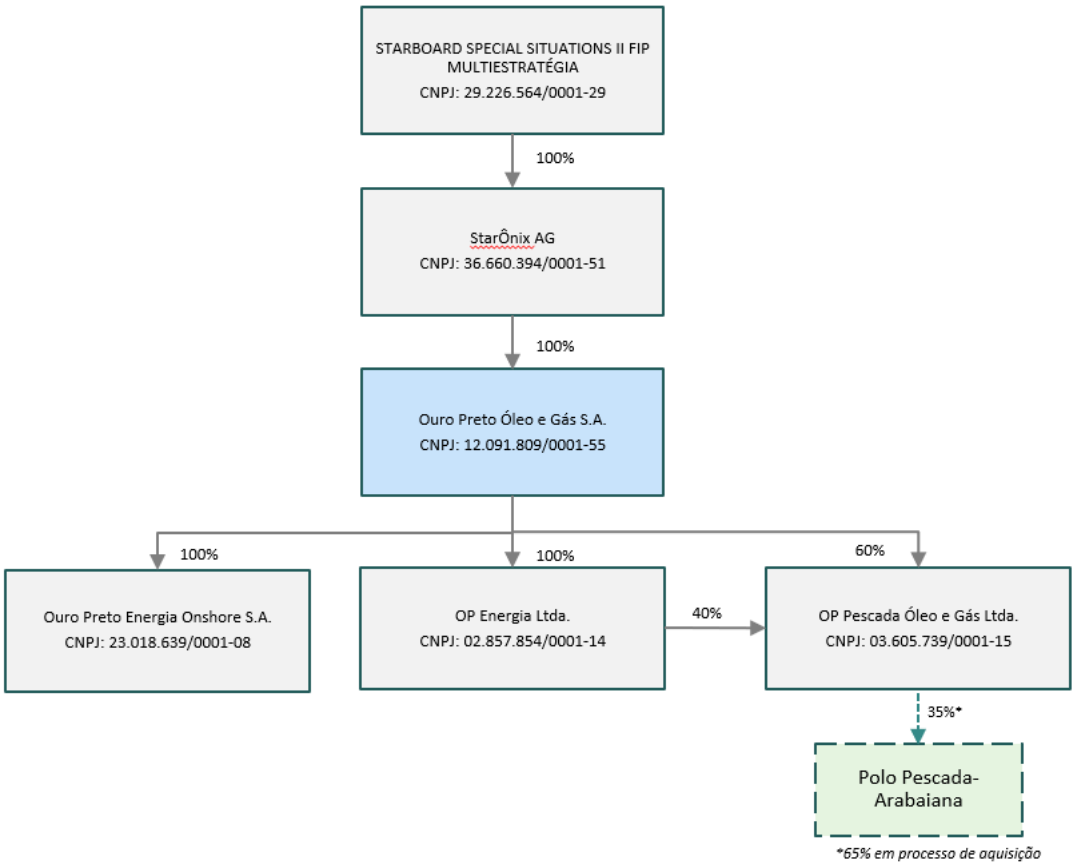
Para maiores detalhes do processo *roll-up* de ações da DBO Energia, verificar o item "*15.8. Outras informações relevantes*" do Formulário de Referência.

FIP 3R sofrerá uma cisão desproporcional, por meio da qual o BTG Pactual passará a ser acionista da Companhia

Posteriormente e sujeita à certas condições precedentes, o FIP 3R sofrerá uma cisão desproporcional, por meio da qual o BTG Pactual, na qualidade de cotista do FIP 3R ou sua afiliada, passará a ser, após a realização da Oferta, acionista da Companhia

Estrutura Societária da Companhia e seus ativos de produção de óleo e gás antes da Oferta

A Companhia é detentora de 35% dos direitos da concessão sobre o Polo Pescada e está em processo de aquisição dos 65% remanescentes, hoje detidos pela Petrobras. A figura abaixo apresenta a Estrutura Societária da Companhia e seus ativos de produção de óleo e gás antes da Oferta.



Para maiores detalhes dos Eventos Societários, verificar os itens *"6.3. Breve Histórico"*, "*15.7. Principais Operações Societárias*" e "*15.8. Outras Informações Relevantes*" do Formulário de Referência.

Breve Histórico dos Ativos

● Polo Pescada:

A Companhia detém atualmente 35% (trinta e cinco por cento) dos direitos de concessão do Polo Pescada por meio de um *Joint Operation Agreement* (JOA) com a Petrobras, sendo esta detentora dos 65% remanescentes.

Em julho de 2020, a Companhia assinou um Contrato de Compra e Venda de Ativos com a Petrobras para a aquisição dos 65% de participação remanescente do ativo. A transação contempla o pagamento de um valor total (*consideration*) de US$1,5 milhões, sendo US$300 mil que já foram pagos na assinatura do contrato e US$1,2 milhão a serem pagos no fechamento, valor este a ser

deduzido ou acrescido da geração de caixa do ativo desde 01 de janeiro de 2020, conforme previsto no contrato. A expectativa é que o fechamento da transação aconteça ao longo do ano de 2021, após o cumprimento de condições precedentes, sendo a aprovação da ANP a principal delas.

As condições comerciais de venda do gás e óleo de Pescada e Arabaiana são atrativas e tornam o ativo resiliente. Em 2019, a venda do gás representou 70,3% (setenta por cento) da receita do Polo Pescada, enquanto no primeiro semestre de 2020 representou 82,12% da receita. O contrato de compra e venda de gás que a OP Pescada firmou com a Petrobras na qualidade de compradora de gás extraído de Pescada e Arabaiana possui preço fixo, de modo que a receita da Companhia relacionada ao gás independe da variação do preço do petróleo. Isso mitiga riscos de mercado e protege a geração de caixa da Companhia.

A tabela abaixo demonstra a geração de caixa da parcela de 35% do Polo Pescada (atualmente detido pela Companhia por meio da OP Pescada), ao longo de 2019, e no segundo trimestre de 2020:

Item	(Em milhares reais)	2019	2T20 3 meses findos em 30.06.2020
	35% de Pescada-Arabaiana		
	Produção (boe/d)	547	531
	Óleo (k bbl)	39.035	7.800
	Óleo (bbl/d)	107	87
	Gás (k m3)	25.558	6.365
	Gás (m3/d)	70	71
A	Receita bruta	41.353	11.553
	Óleo	12.281	1.488
	Gás	29.072	10.065
B	Impostos e deduções	-8.953	-2.501
C	Royalties	-2.905	-802
A+B+C=D	Receita líquida	29.495	8.250
E	OPEX	-13.126	-4.471
	Aluguel de área	0	-92
	Custos/Despesas Operacionais	-8.330	-2.603
	Depreciação & Amortização	-4.796	-1.776
F	**F=D+E**	**16.369**	**3.779**
G	(+) Depreciação & Amortização	4,796	1.776
H	**H=F+G**	**21.165**	**5.555**
H/D	*Margem (%)*	*71,8%*	*67,3%*

Nota: Referente às notas explicativas 28 e 29 da Demonstração financeira do triênio e às notas explicativas 24 e 25 das Demonstrações financeiras com encerramento em 30 de junho de 2020.

Para a participação de 35% sobre os direitos da concessão do Polo Pescada, a OP Pescada possui um contrato de venda de gás em vigor, que não está atrelado a variações do preço de petróleo, e possui vigência até 2025, atual prazo de concessão do Polo Pescada.

A comparação da receita de gás de 2019 com a receita de gás do primeiro semestre de 2020 demonstra que esta não sofreu grande variação, mesmo com as elevadas oscilações no preço do petróleo entre os períodos. A variação de receita do gás está sujeita apenas à variação de produção, que sofre um declínio natural a cada ano. Por outro lado, a receita do óleo sofreu maior variação e representou 17,8% da receita total do ativo para o trimestre findo em 30 de junho de 2020. A administração enxerga no ativo resiliência e capacidade de geração de caixa, mesmo em cenários de baixos preços de petróleo.

Já o contrato de venda de gás relativo aos 65% de Pescada e Arabaiana não é fixo, estando atrelado a variações no preço de petróleo. Tal contrato tem prazo de vigência até dezembro de 2024, porém a Companhia detém a faculdade de rescindir o instrumento a qualquer momento, por meio da cláusula de rescisão imotivada. Para tanto, é necessário apenas notificar a outra parte com 90 dias de antecedência. A administração da companhia está buscando, desde já, alternativas para monetizar a venda do gás a preços mais atrativos no mercado.

Visão Geral da Companhia - Após a conclusão dos Eventos Societários

Após a conclusão da reorganização societária, conforme descrita nos itens *"6.3. Breve Histórico"*, "*15.7. Principais Operações Societárias*" e "*15.8. Outras Informações Relevantes*" do Formulário de Referência, a Companhia passará a deter, ainda que indiretamente: (i) 100%[4] de participação sobre os direitos de concessão em 6 (seis) campos terrestres de óleo e gás (*onshore*) e um marítimo em águas rasas (*shallow water*), localizados na Bacia do Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, que compõem o Polo Macau, com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual detém 50% de participação e os 50% remanescentes são detidos pela Petrogal. Tais campos estão sendo operados desde 29 de maio de 2020 pela SPE 3R, sendo precedido por um período de transição da operação da Petrobras para a SPE 3R, o qual se iniciou na data de assinatura do contrato de aquisição dos referidos campos, celebrado em 09 de agosto de 2020; e (ii) 35% de participação sobre os direitos de concessão dos campos do Polo Pescada-Arabaiana, ativo produtor de gás e óleo condensado, também localizado na Bacia do Potiguar.

Além da participação em tais ativos produtores de óleo e gás, vale destacar que a Companhia estará em processo de transição referente a outras aquisições de ativos originalmente detidos pela Petrobras: (i) participação de 65% dos direitos da concessão sobre os campos do Polo Pescada (contrato firmado pela subsidiária OP Pescada em 09 de julho de 2020); (ii) participação de 100% sobre os direitos da concessão dos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, que compõem o Polo Fazenda Belém, reforçando a posição estratégica da Companhia na bacia Potiguar, uma das mais relevantes em produção em terra (*onshore*) no Brasil, que se estende do Rio Grande do Norte ao Ceará (contrato firmado pela SPE Fazenda Belém em 14 de agosto de 2020); e (iii) participação de 100% sobre os direitos da concessão de 8 campos terrestres de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o Polo Rio Ventura, na Bacia do Recôncavo, na Bahia (contrato firmado pela SPE Rio Ventura em 21 de agosto de 2020).

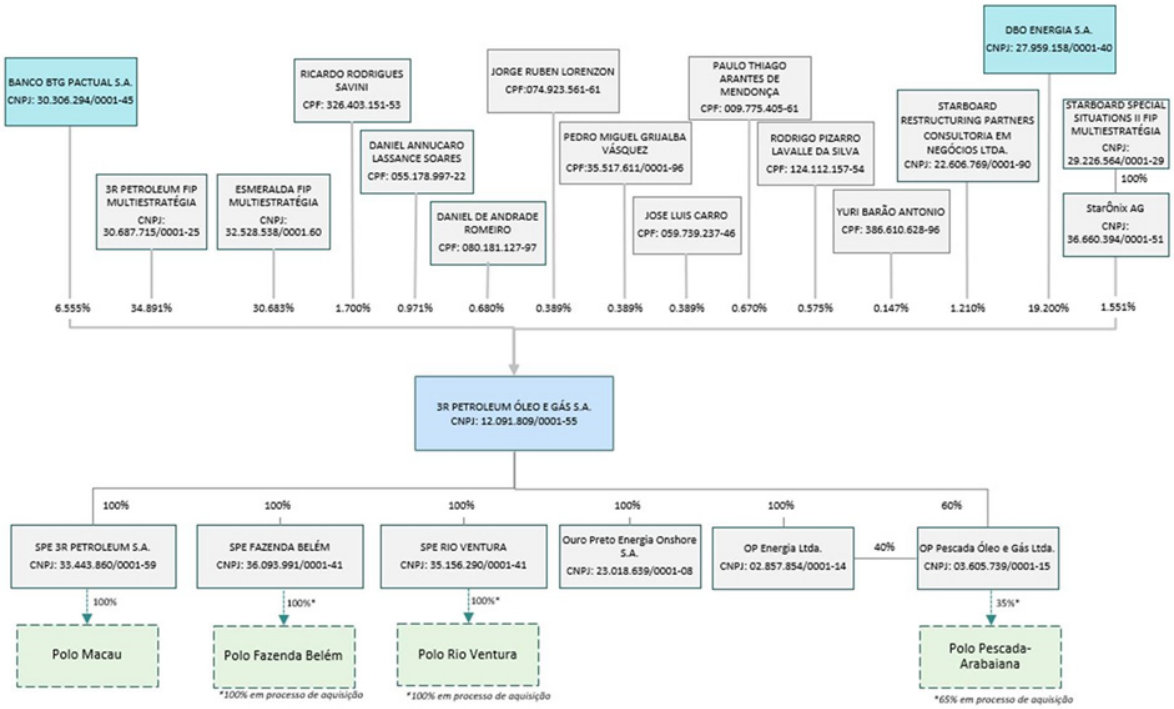
De acordo com o relatório da Degolyer & MacNaughton e GaffneyCline, o Portfólio da Companhia após a reorganização Societária totalizará cerca de 100,8 milhões de barris de óleo equivalente em reservas provadas e prováveis e contingentes (2P), sendo as reservas contingentes (2C) unicamente condicionadas à (i) aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP; e (ii) conclusão do processo de cessão pela Petrobras para a Companhia dos direitos das concessões relativas aos ativos de Pescada-Arabaiana, Fazenda Belém e Rio Ventura, para que tais ativos 2C possam ser reclassificados como (2P), conforme indicado nos relatórios de certificação emitidos pelas consultorias certificadoras Degolyer & MacNaughton e GaffneyCline com data base de 30 de junho de 2020[6]. Para mais informações sobre as aquisições dos Polos e o *roll-up* DBO Energia, verificar os itens "*7.5. Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades*", "*15.7. Principais Operações Societárias*" e "*15.8. Outras Informações Relevantes*" do Formulário de Referência.

Estrutura Societária da Companhia e seus ativos de produção de óleo e gás após a Oferta

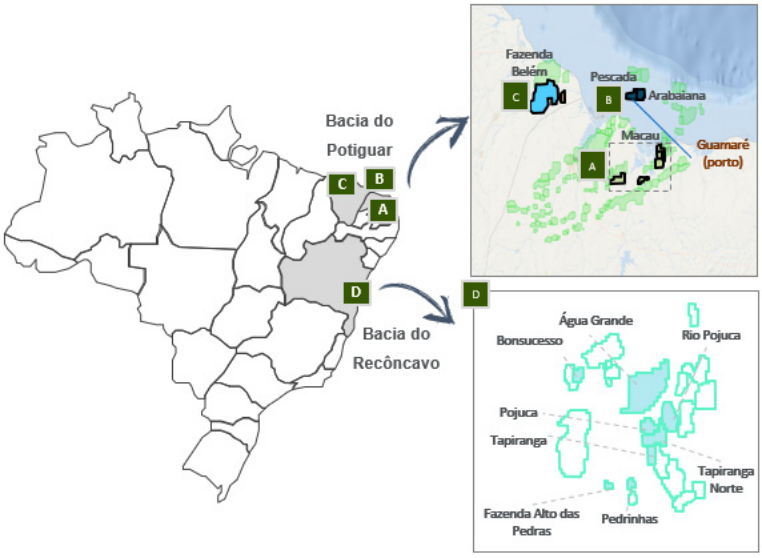
A relação de substituição das ações no contexto do Eventos Societários foi acordada entre os atuais acionistas da Companhia e os acionistas das 3R e está apresentada no item "*15.4. Organograma dos acionistas e do grupo econômico*" do Formulário de Referência. (ii) Organograma pós concessão do registro da oferta da Companhia do Formulário de Referência. Para maior clareza em relação aos ativos de produção de óleo e gás detidos pela Companhia após a Oferta, a figura abaixo replica o organograma apresentado no item "*15.4. Organograma dos acionistas e do grupo econômico*". (ii), porém destaca os ativos de produção de óleo e gás detidos por cada subsidiária da Companhia após a Oferta.

[4] A Companhia participa dos ativos do Polo Macau através da subsidiária SPE 3R, que detém 100% de participação das sete concessões (exceto em relação à Sanhaçu, do qual detém apenas 50%). Atualmente, a empresa DBO Energia é acionista da SPE 3R com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) detido pela 3R. Com o roll-up descrito no item 15.8, a SPE 3R tornar-se-á subsidiária integral da Companhia.

[6] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.



Breve Histórico dos Polos



● Polo Macau:

Em 29 de maio de 2020, a Petrobras anunciou a finalização da venda da totalidade da sua participação em 6 (seis) campos terrestres de óleo e gás (*onshore*) e um marítimo em águas rasas (*shallow water*) do Polo Macau, localizados na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, para a SPE 3R, subsidiária da 3R[7]. O Polo Macau engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A Petrobras detinha 100% de participação em todas as concessões, com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual era operadora com 50% de participação, enquanto os 50% restantes são da Petrogal.

[7] A Companhia participa dos ativos do Polo Macau através da subsidiária SPE 3R, que detém 100% de participação das sete concessões (exceto em relação à Sanhaçu, do qual detém apenas 50%). Atualmente, a empresa DBO Energia é acionista da SPE 3R com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) da 3R.

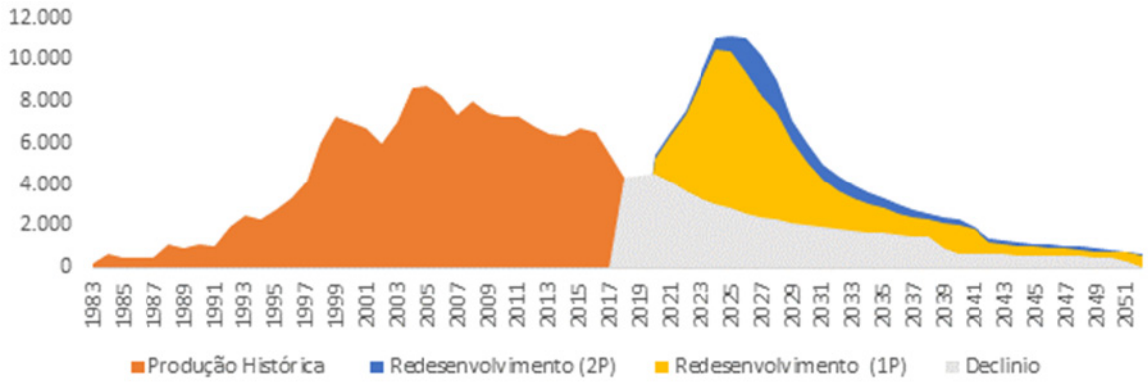
A produção total atual de óleo e gás desses campos é de cerca de 4,6 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d). O pagamento do preço de compra à Petrobras foi dividido em duas parcelas: (i) a primeira de US$48,0 milhões (quarenta e oito milhões de dólares americanos), equivalentes a R$184,8 milhões (cento e oitenta e quatro milhões e oitocentos mil reais), pagos na assinatura do contrato em 9 de agosto de 2019; e (ii) a segunda de US$143,1 milhões (cento e quarenta e três milhões e cem mil dólares americanos), abatidos da geração de caixa do ativo durante o período de transição e demais condições de ajuste de preço, a qual foi paga após a aprovação da transferência da concessão pela ANP, em 29 de maio de 2020.

Embora os contratos de concessão atuais das sete concessões se encerrem, a princípio, em 2025 (com exceção de Sanhaçu com vencimento em 2036), há a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Para isso, a Companhia conduz o processo de elaboração, dos novos planos de desenvolvimento para os campos do Polo Macau, para que possa protocolar a solicitação de extensão junto à ANP, que apresenta expectativa de produção economicamente viável até 2052.

As operações no Polo Macau tiveram seu início em 1982 e de acordo com a certificação de reservas da consultoria Degolyer & MacNaughton (conforme relatório de 30 de junho de 2020) ainda possuem cerca de 47,7 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P), sendo as reservas contingentes (2C) unicamente atreladas à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP[8]. Na figura abaixo, é possível observar a produção histórica do Polo Macau, que já atingiu uma produção pico de mais de 8.000 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 2004 e 2005.

Embora a transferência dos direitos de concessão do Polo Macau da Petrobras à 3R tenha sido concluída em 29 de maio de 2020, vide fator de risco "*A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna incerto o desempenho futuro das atividades referentes a estes ativos*", o período de transição de tal operação junto à Petrobras se iniciou em 06 de agosto de 2019, conforme previsto no contrato de compra com a Petrobras, assinado nesta mesma data.

Produção de Óleo (bbl/d)



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da Degolyer & MacNaughton (2020).

● Polo Fazenda Belém:

Em 14 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém, subsidiária integral da 3R, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (*onshore*) de Fazenda Belém e Icapuí, que constituem o Polo Fazenda Belém, na bacia Potiguar, no Ceará[1]. O valor da aquisição é de US$35,2 milhões (trinta e cinco milhões e duzentos mil dólares). Desse montante: (i) US$8,8 milhões (oito milhões e oitocentos mil dólares americanos), equivalentes a R$48,0 milhões (quarenta e oito milhões de reais), foram pagos no dia da assinatura, em 14 de agosto de 2020; (ii) US$16,4 milhões (dezesseis milhões e quatrocentos mil dólares) serão quitados mediante

[8] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.
[1] Fato relevante publicado pela Petrobrás: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/aef37ff5-dfba-46ae-9de3-db2a48c35d4f_comunicado_signing_bacia%20potiguar_ing.pdf

fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde abril de 2019 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US$10,0 milhões (dez milhões de dólares americanos) serão pagos em doze meses após a conclusão da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021.

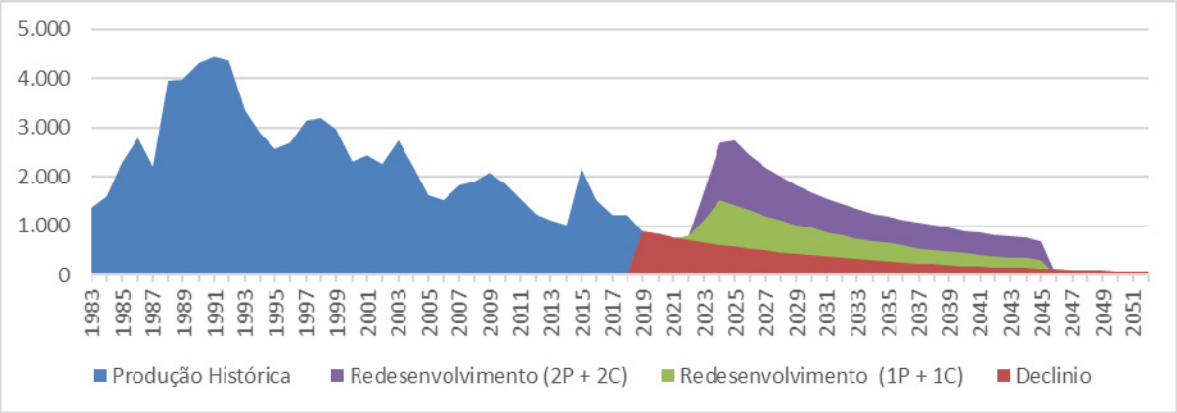
A produção média do Polo Fazenda Belém de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 808 barris de óleo por dia (bbl/d). Assim como no Polo Macau, há a possibilidade de extensão dos prazos das concessões, que atualmente se encerram em 2025, por 27 anos, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP e estará sujeito à aprovação da referida agência reguladora.

As operações do Polo Fazenda Belém iniciaram-se em 1980 de acordo com a certificação de reservas da consultoria Gaffney Cline, possuí ainda cerca de 12,8 milhões de barris de óleo de recursos contingentes (2C) em circulação neste ativo.

Embora o período de transição da operação do Polo Fazenda Belém da Petrobras para a SPE Fazenda Belém tenha se iniciado em 14 de agosto de 2020, vide fator de risco "*A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna o desempenho futuro de suas atividades incerto*", o Polo se encontra em produção desde 1980 sendo, portanto, considerado um ativo maduro em produção.

Na figura abaixo, é possível observar a produção histórica do polo Fazenda Belém, que já atingiu uma produção pico de mais de 4.500 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 1990 e 1991.

Produção de Óleo – bbl/d[2]



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da GaffneyCline (2020).

● Polo Pescada:

Por meio da subsidiária OP Pescada, atual detentora de 35% dos direitos de concessão no Polo Pescada, a Companhia firmou, em 9 de julho de 2020, contrato para a aquisição da participação remanescente de 65% sobre os direitos da concessão da Petrobras no Polo Pescada, *que engloba os* campos *de Pescada, Arabaiana e Dentão*[3]. O valor de venda da transação foi de US$1,5 milhões (um milhão e quinhentos mil dólares americanos), sendo (i) US$ 300 mil (trezentos mil dólares americanos), *equivalentes a R$1,6 milhões (um milhão e seiscentos mil reais), pagos* na assinatura do contrato; e (ii) US$ 1,2 milhões (um milhão e duzentos mil dólares americanos) sendo que esta parcela será devida no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados no contrato, os quais serão calculados a partir de 1 de janeiro de 2020. A transação também contempla um pagamento adicional a título de compartilhamento de custos de abandono de poços, dutos e plataformas, a ser pago pela Petrobras para a Companhia, de acordo com parâmetros e cronograma previstos no contrato.

[2] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.
[3] Fato relevante publicado pela Petrobrás: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/c86269e4-3591-4514-9163-5775f6d0e11_comunicado_signing_polo%20pescada_ing.pdf

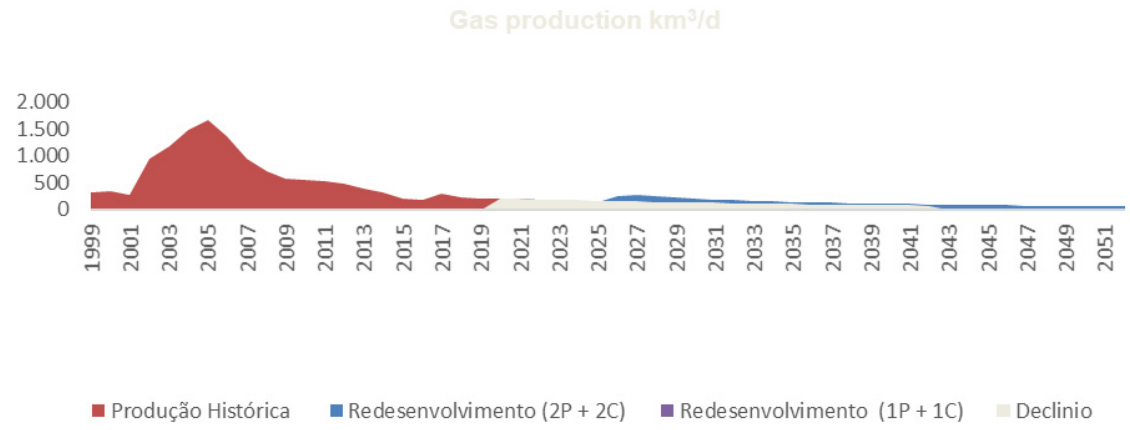
A produção média do Polo Pescada-Arabaiana de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 260 barris de óleo por dia (bbl/d) e 190 mil m³ por dia (mil m³/d) de gás. Após o período de transição e aprovação pela ANP, a OP Pescada se tornará a operadora dos campos, o que deve ocorrer, de acordo com nossa expectativa, no segundo semestre de 2021 (fechamento da transação com a Petrobras). As licenças de operação desses campos, hoje em nome da Petrobras, serão a nós transferidas em processo mais simplificado do que obtenção da licença.

Embora os contratos de concessão do polo se encerrem, a princípio, em 2025, há a possibilidade de prorrogação por 27 anos, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. O campo de Pescada foi descoberto em 1980 e iniciou sua produção em maio de 1999, enquanto o campo de Arabaiana foi descoberto em 1986 e iniciou sua produção em agosto de 2002. Os campos estão localizados na plataforma continental do Estado do Rio Grande do Norte, na Bacia Potiguar, a cerca de 31 km da costa do município de Areia Branca, em lâmina d'água média de 25 m. O campo de Dentão encontra-se, atualmente, inativo.

De acordo com o relatório de recursos contingentes da Gaffney Cline, datado de 6 de agosto de 2020, existem aproximadamente 2,2 milhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas e prováveis (2P) e 12,5 milhões de barris de óleo equivalente de recursos contingentes (2C) excelente em tal ativo.

Nas figuras abaixo é possível observar a produção histórica do Polo Pescada-Arabaiana, que já atingiu uma produção pico de óleo de mais de 5.000 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 2002 e 2003 e de gás de mais de 1.500.000 m³/dia (m³/d).

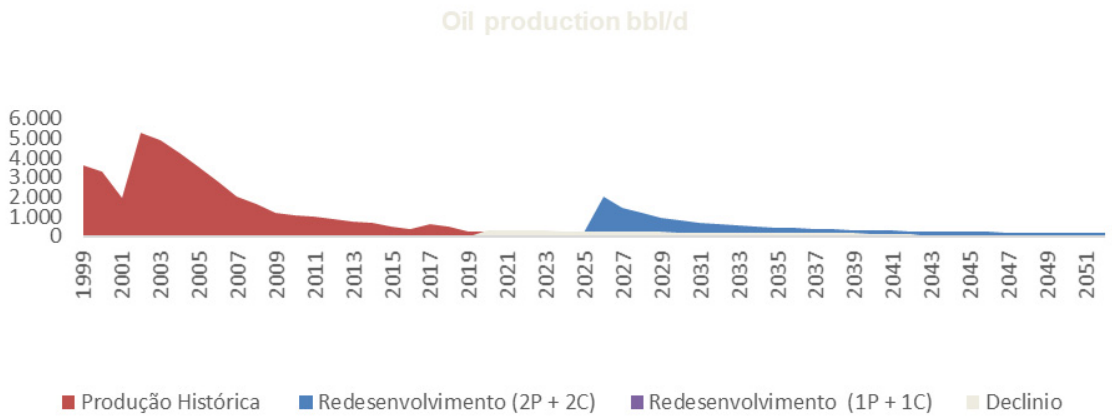
Produção da Gás[4] – m³/dia



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da GaffneyCline (2020).

[4] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

Produção da Óleo[5] – bbl/d



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da GaffneyCline (2020).

● Polo Rio Ventura*:*

Em 21 de agosto de 2020, a SPE Rio Ventura, subsidiária integral da 3R, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 8 (oito) campos terrestres (*onshore*) de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o Polo Rio Ventura, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições suspensivas, em especial a aprovação da ANP[6]. O valor da aquisição é de US$94,2 milhões (noventa e quatro milhões e duzentos mil dólares), sendo (i) US$3,8 milhões (três milhões e oitocentos mil dólares) já foram pagos no dia da assinatura, em 21 de agosto de 2020; (ii) US$31,2 milhões (trinta e um milhões e duzentos mil dólares) serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US$16,0 milhões (dezesseis milhões de dólares) que serão pagos em trinta meses após o fechamento da transação; e (iv) US$43,2 milhões (quarenta e três milhões e duzentos mil dólares) serão pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados à recuperação do preço de referência do óleo (*Brent*).

A produção média do Polo Rio Ventura de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 1062 barris de óleo por dia (bbl/d) e 33 mil m³ de gás por dia. Assim como nos demais polos, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões, que atualmente se encerram em 2025, por 27 anos adicionais, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP e está sujeito à aprovação da agência reguladora.

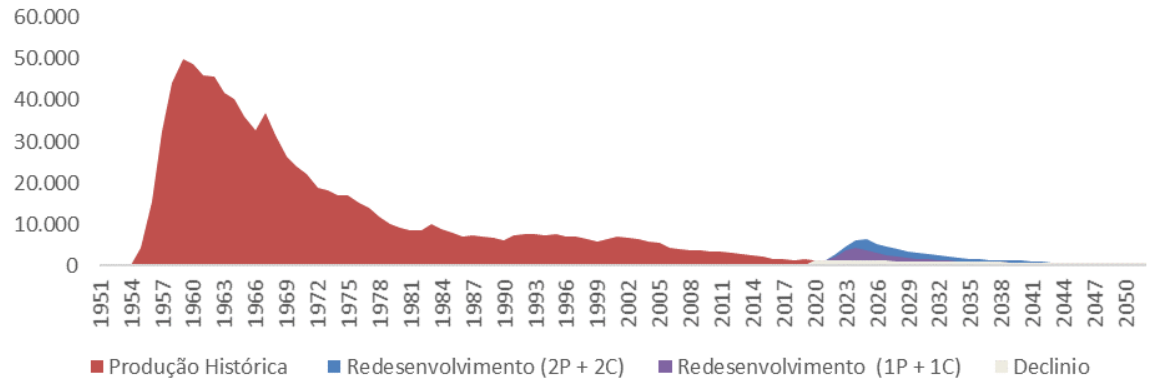
As operações do Polo Rio Ventura iniciaram em 1951 e de acordo com a certificação de reservas da consultoria *GaffneyCline,* conforme relatório datado de 6 de agosto de 2020, existem aproximadamente 24,9 milhões de barris de óleo equivalente recursos contingentes (2C) em circulação nesse ativo.

Embora o período de transição da operação do Polo Rio Ventura da Petrobras para a SPE Rio Ventura tenha se iniciado em 21 de agosto de 2020, vide fator de risco "*A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna o desempenho futuro de suas atividades incerto*", o Polo se encontra em produção desde 1951 sendo, portanto, considerado um ativo maduro em produção.

Na figura abaixo, é possível observar que a produção histórica do Polo Rio Ventura atingiu um pico de produção superior a 50.000 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 1961 e 1962.

[5] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.
[6] Fato relevante publicado pela Petrobrás: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6431bb90-bcee-46e6-a91f-de549a140709_fr_signing_rio_ventura_ing.pdf

Produção de Óleo[7] – bbl /dia



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da GaffneyCline (2020).

Desembolsos para Aquisição de Ativos

Até o dia 31 de agosto de 2020, a Companhia já havia realizado os seguintes desembolsos para aquisição de ativos: (i) R$861,6 milhões (oitocentos e sessenta e um milhões e seiscentos mil reais) relativos à aquisição do Polo Macau; (ii) R$48,0 milhões (quarenta e oito milhões de reais) para a aquisição do Polo Fazenda Belém; (iii) R$1,6 milhões (um milhão e seiscentos mil reais) para a aquisição do Polo Pescada-Arabaiana; e (iv) R$20,7 milhões (vinte milhões e setecentos mil reais) para a aquisição do Polo Rio Ventura.

Ainda restam em aberto: (i) US$26,4 milhões (vinte e seis milhões de dólares e quatrocentos mil dólares) para o Polo Fazenda Belém (desconsiderando os efeitos da geração de caixa); (ii) US$1,3 milhão (um milhão e trezentos mil dólares) para o Polo Pescada (desconsiderando os efeitos da geração de caixa); e (iii) US$90,4 milhões (noventa milhões de dólares e quatrocentos mil dólares) para o Polo Rio Ventura, sendo US$43,2 milhões (quarenta e três milhões e duzentos mil dólares) atrelados à recuperação do preço de referência do óleo tipo *Brent* (50% devem ser pagos se o preço de referência do óleo exceder $48 por barril, na média dos últimos 12 meses, e os outros 50% devem ser pagos se o preço de referência do óleo exceder $58 por barril, também na média dos últimos 12 meses). Ao todo já desembolsamos R$931,9 milhões (novecentos e trinta e um milhões e novecentos mil dólares), restando US$118,1 milhões (cento e dezoito milhões e cem mil dólares).

Vale ressaltar ainda que, com a aquisição dos ativos, nos comprometemos perante a ANP com o abandono dos ativos (descomissionamento) até o final das concessões (que a Companhia acredita que serão estendidas pela ANP, conforme descrito no item 7.5). Os valores de abandono previstos pela Companhia e corroborados pelas empresas certificadoras Degolyer & MacNaughton e GaffneyCline somam US$231,3 milhões (duzentos e trinta e um milhões, trezentos mil dólares americanos) para 100% de todos os quatro polos supracitados, os quais até US$152,0 milhões (cento e cinquenta e dois milhões de dólares) serão arcados pela Petrobras à título de compartilhamento de custos de abandono, de acordo com os contratos de compra dos ativos.

Indicadores Operacionais e Financeiros

As tabelas a seguir ilustram a evolução dos resultados financeiros dos Polos Macau (considerando 100% de participação sobre os direitos de concessão dos ativos, exceto com relação a Sanhaçu, cuja participação considerada é de 50%) e Pescada-Arabaiana, cuja participação considerada é de 35%:

[7] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

Resultado Financeiro Histórico do ativo Macau[10][11]*:*

Conforme previsto no contrato de aquisição do Polo Macau firmado com a Petrobras, a geração de caixa operacional de tais ativos entre o dia 01 de abril de 2019 (data efetiva, conforme definido em contrato) e a data de conclusão da aquisição (29 de maio de 2020), ajustada pela taxa CDI, foi abatida do valor pago na parcela final, dentre outros ajustes realizados conforme contrato. Segue abaixo o resultado financeiro deste período, conforme indicado na nota 14 da Demonstração Financeira da 3R referente a 30 de junho de 2020.

	Em milhares de reais	2T19	3T19	4T19	1T20	Abril/ Maio	Acumulado Petrobras sem ajuste CDI (A)	Jun (B)	Acumulado abr/19 a jun/20 2020 (A+B)
D1	Receita líquida	97,281	86,306	87,753	70,369	27,414	369,123	20,076[12]	**389,199**
E1	Royalties	-9,156	-8,079	-7,106	-5,535	-1,923	-31,799	-1,990[13]	**-33,789**
F1	Retenção de área	-1,213	-1,000	-872	-702	-283	-4,072	-	**-4,072**
	Custos/Despesas								
G1	Operacionais (Opex)	-12,600	-12,600	-12,600	-13,860	-7,607	-59,267	-362[5]	**-59,629**
	Depreciação e Amortização	-	-	-	-	-	-	-4,516[5]	**-4,516**
	(=) Geração de caixa do ativo	**74,311**	**64,626**	**67,175**	**50,272**	**17,600**	**273,985**[14]	**17,724**	**291,709**
	Margem EBITDA (1) (%)	*76.4%*	*74.9%*	*76.5%*	*71.4%*	*64.2%*	*74.2%*	*88.3%*	***75.0%***
	OPEX/BBL (USD/bbl)	-	-	-	-	-	8,9	-	**-**

(1) Margem EBITDA é calculado como o EBITDA dividido pela Receita Líquida.

Resultado Financeiro Histórico do Polo Pescada (35% de participação sobre os direitos de concessão) [15][16]*:*

(Em milhares reais)	31.12.2019	30/06/2020
Receita bruta	41.353	11.553
Óleo	12.281	1.488
Gás	29.072	10.065
Impostos e deduções	-8.953	-2.501
Royalties	-2.905	-802
Receita líquida	29.495	8.250
Despesas Operacionais	-13.126	-4.471
Aluguel de área	-	-92
Custos/Despesas Operacionais	-8.330	-2.603
Depreciação & Amortização	-4.796	-1.776
Lucro Bruto	**16.369**	**3.779**

[10] A tabela apresenta: (i) o resultado financeiro do Polo Macau entre o dia 01 de abril de 2019 e 29 de maio de 2020, data do fechamento da transação de aquisição do Polo Macau pela 3R (período em que a Petrobras ainda era a operadora dos campos), sendo o valor total do período apresentado na coluna "Acumulado Petrobras sem ajuste CDI (A)" e (ii) o resultado financeiro do Polo Macau em junho de 2020 (já sob a operação da 3R), representado na coluna "Jun (B)". Tal demonstrativo de resultado reflete a consolidação de 100% do resultado desse ativo, já contemplando os efeitos do *roll-up* da participação hoje detida pela DBO nesse ativo, que ocorrerá após a incorporação da 3R pela Companhia. Atualmente, a DBO Energia é acionista da SPE 3R Petroleum S.A. com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) detido pela entidade detentora dos direitos sobre o ativo de Polo Macau. Para maiores informações sobre os Eventos Societários, veja os itens "*6.3. Breve histórico*" e "*15.7. Principais operações societárias*" deste Formulário de Referência.

[11] Como o fechamento (*closing*) das transações de aquisição dos direitos da concessão sobre os Polos de Rio Ventura e Fazenda Belém (hoje detidos pela Petrobras) ainda não ocorreu, os resultados operacionais e financeiros de tais ativos ainda não estão contemplados na tabela.

[12] Conforme nota explicativa 23 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30.06.20.

[13] Conforme nota explicativa 24 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30.06.20.

[14] Conforme nota explicativa 14 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30.06.20.

[15] Como o fechamento (*closing*) da transação de aquisição dos direitos da concessão sobre os 65% do Polo Pescada-Arabaiana (hoje detidos pela Petrobras) ainda não ocorreu, os resultados operacionais e financeiros refletidos na tabela apenas refletem 35% do resultado desse ativo, já detidos pela Companhia. Para maiores informações sobre essa aquisição, veja os itens "*6.3. Breve Histórico*" e "*15.7. Principais Operações Societárias*" deste Formulário de Referência.

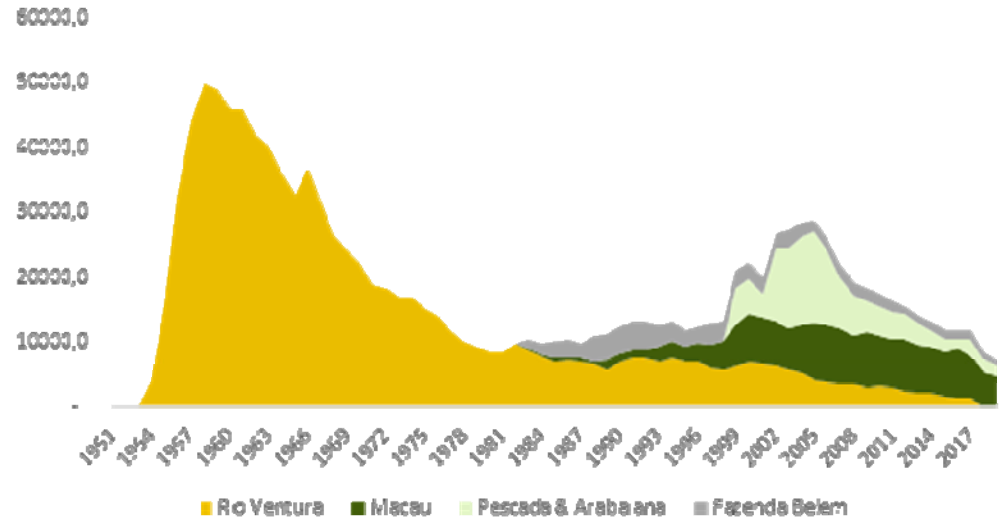
[16] Como a aquisição dos direitos de exploração e produção sobre os Polos de Rio Ventura e Fazenda Belém (hoje detidos pela Petrobras) ainda não foi consumada pela 3R, as demonstrações financeiras da 3R ainda não refletem tais aquisições. Para maiores informações sobre estes ativos a serem ainda adquiridos pela 3R. Para maiores informações sobre a aquisição desses ativos, veja os itens "*6.3. Breve Histórico*" e "*15.7. Principais Operações Societárias*" deste Formulário de Referência.

Resultado Operacional Histórico dos Nossos Ativos, após a conclusão dos Eventos Societários

A tabela a seguir ilustra o histórico e a evolução da produção total dos 4 (quatro) ativos nos quais a Companhia deterá 100% de participação, após os Eventos Societários e a aprovação dos órgãos reguladores: Macau, Pescada-Arabaiana, Rio Ventura e Fazenda Belém, considerando 100% da produção ao longo dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017; e nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019.

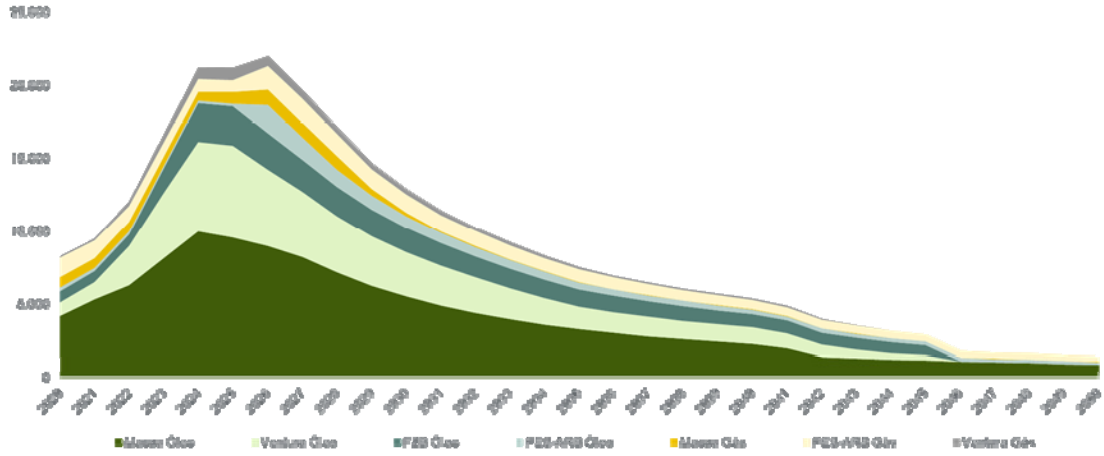
	Período de seis meses findo em 30 de junho de			Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de				
Operacionais	**2020**	**2019**	**AH (%)**	**2019**	**2018**	**AH (%)**	**2017**	**AH (%)**
	(em milhares de barris de óleo equivalente (boe/d))							
Produção	8,50	9,84	(13,6%)	9,51	10,45	(9,0%)	11,67	(10,5%)
Óleo	5,78	6,58	(12,1%)	6,43	7,06	(8,9%)	7,96	(11,2%)
Gás	2,72	3,27	(16,7%)	3,08	3,39	(9,2%)	3,72	(8,8%)

Produção histórica de Óleo e Gás – (boe/dia)



Fonte: Dados da ANP.

Produção futura de Óleo e Gás[8] – (boe/dia)



Fonte: Relatório de reservas da Degolyer & MacNaughton e GaffneyCline (2020)

[8] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

A tabela a seguir representa o valor presente líquido da geração de caixa futura que as reservas certificadas[9] têm possibilidade de gerar, de acordo com relatório das consultorias certificadoras Degolyer & MacNaughton e Gaffney Cline de 2020, nos ativos que a Companhia deterá 100% de participação, após a conclusão dos Eventos Societários e a aprovação dos órgãos reguladores. A tabela considera a totalidade da produção ao longo do período remanescente de exploração dos 4 (quatro) ativos: Macau, Pescada-Arabaiana, Rio Ventura e de Fazenda Belém.

	1P+1C (mm boe)	**VPL reservas[10] 1P+1C Fluxo de Caixa[11] com 10% de desconto (em USD nominal)** (Enterprise Value)	**2P+2C** (mm boe)	**VPL reservas 2P+2C Fluxo de Caixa com 10% de desconto (em USD nominal)** (Enterprise Value)	**3P + 3C** (mm boe)	**VPL reservas 3P+3C Fluxo de Caixa com 10% de desconto (em USD nominal)** (Enterprise Value)	**Produção Líquida de Óleo 2P e 2C 2021E** (bbl/d)	**Volume de Venda de Gás 2P e 2C 2021E** (km3/d)	**Produção Total de Óleo e Gás 2P em 2021E** (boe/d)
Macau[12]	42.4	USD408 mm	47.7	USD441.1 mm	53.2	USD492.4 mm	5.358	184	6.440
Fazenda Belém.....	7.2	USD29.4 mm	12.8	USD61.9 mm	14.9	USD76.9 mm	745	0	745
Pescada-Arabaiana	3.4	USD20.3 mm	14.7	USD63.3 mm	15.9	USD69.5 mm	233	196	1.387
Rio Ventura...	15.5	USD134.9 mm	24.9	USD225.6 mm	36.1	USD356.8 mm	1.149	0	1.149
Total	**68.5**	**USD592.8 mm**	**100.1**	**USD791.9 mm**	**120.0**	**USD995.6 mm**	**7.485**	**380**	**9.721**

Vantagens Competitivas

Abaixo listamos as principais vantagens competitivas da Companhia e da 3R:

A 3R e a Companhia possuem um modelo de negócio focado em potencializar o aumento do fator de recuperação de campos maduros de óleo e gás em águas rasas e em terra (onshore) sub-explorados.

Os planos de desenvolvimento da 3R e da Companhia se baseiam em estratégias simples, que incluem: (i) reativação de poços parados, (ii) intervenções de *pull-in* (para substituição de tubulação e bombas de fundo de poço), (iii) atividades de *workover* executadas para acessar reservatórios menos depletados, com pressão estática mais próxima da pressão original, e bloquear reservatórios com produção elevada de água; (iv) repressurização dos reservatórios de óleo por meio de injeção de água para compensar os volumes extraídos; e (v) incremento da capacidade de tratamento de fluidos, bem como adensamento de malha, por meio da perfuração de novos poços verticais, horizontais e direcionais em reservas consideradas provadas ou prováveis pelos certificadores.

Em outras palavras, a 3R e a Companhia não dependem de uma tecnologia específica, ultramoderna ou pouco usual e não planejam perfurar em áreas desconhecidas ou desenvolver atividades com viés exploratório. A tese é ancorada em produção e reservas certificadas. Através dessas técnicas, julgamos ser capazes de aumentar a proporção dos volumes de óleo e gás extraídos em relação aos volumes originais do reservatório, aumentando assim seu fator de recuperação.

Custos de extração (lifting cost) abaixo da média nacional de ativos em terra (onshore) e em águas rasas (shallow water).

A Companhia e a 3R são empresas petrolíferas de baixo custo (*low cost*), tanto em termos de despesas operacionais como em despesas gerais e administrativas. Por atuarem em ativos em produção, localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*), próximos à costa e conectados fisicamente com áreas terrestres, possuem ativos operacionalmente eficientes e de baixo custo de extração, principalmente quando comparados com as médias da indústria nacional e internacional, garantindo a nós resiliência em cenários desafiadores de preços de petróleo (*Brent*).

[9] De acordo com os relatórios das certificadoras Degolyer & MacNaughton e Gaffney Cline

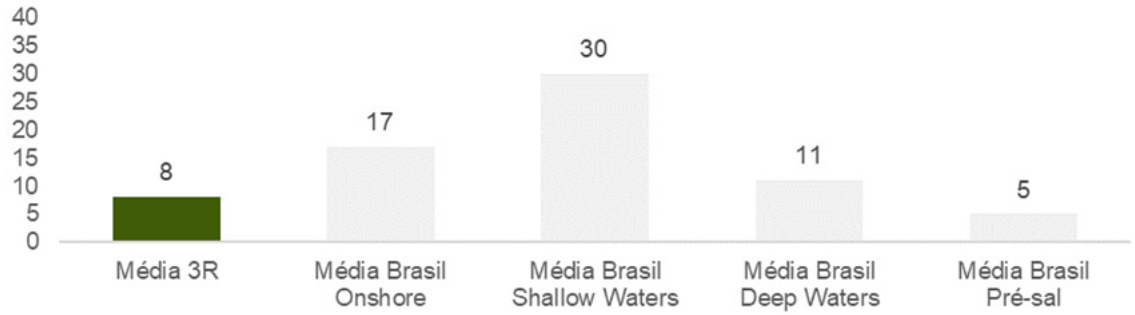
[10] As reservas contingentes 1C, 2C, 3C citados nos relatórios das certificadoras são recursos contingentes de viabilidade econômico-financeira, dado que são projetos tecnicamente viáveis com fluxos de caixa positivos. Esses volumes podem ser atribuídos e classificados como reservas da 3R O&G em suas categorias PRMS equivalentes a 1P, 2P e 3P, respectivamente, com base no plano de desenvolvimento, pressupondo que (i) os direitos legais sejam transferidos da Petrobrás para a 3R (fechamento) e (ii) a concessão estendida receba a aprovação final da ANP.

[11] De acordo com os relatórios das certificadoras Degolyer & MacNaughton e Gaffney Cline. Fluxo de Caia consiste em: Receita Líquida + Royalties + Despesas Operacionais + Custos de Capital + Custos de Abandono + Impostos – estimados pelas Certificadoras

[12] Considera apenas reservas 1P, 2P e 3P – sem reservas Contingentes.

A maior parte da produção dos polos da 3R é escoada por dutos, que interligam os poços produtores até as plantas de processo. Ao contrário dos campos marítimos em águas profundas e ultra profundas (*offshore*), não há a necessidade da utilização de navios aliviadores para escoar a produção. Por outro lado, a Companhia e a 3R também não atuam em campos isolados, como boa parte dos campos terrestres (*onshore*) da Colômbia, por exemplo, em que a logística disponível é rodoviária e o óleo é transporte por longas distâncias por caminhão, aumentando substancialmente o custo total de produção por barril. Por fim, também não há a necessidade da utilização de helicópteros ou de grandes embarcações de suporte *offshore* para transporte de pessoal, insumos, equipamentos, e refeição, pois as operações são em terra ou em plataformas *offshore* automatizadas e sem tripulação permanente (a mão de obra é necessária apenas para realizar as rotinas de manutenção).

Custos de extração por localização das reservas 2019 (U$D)



Fonte: Relatórios de certificação de reserva e Report FGV Energia ("*Doing Business with the Brazilian Onshore Environment*") de julho de 2020

Nosso time de executivos possui vasta experiência e histórico comprovado em atividades de revitalização de campos maduros.

No quadro de colaboradores da Companhia e da 3R, destacam-se executivos e profissionais técnicos que lideraram ao longo dos últimos 30 anos alguns dos maiores projetos de redesenvolvimento de campos petrolíferos com alto grau de explotação, acarretando expressivos incrementos de produção e reservas em diversos países da América do Sul, tais como Venezuela, Argentina e Peru.

Nosso corpo técnico de executivos também liderou os poucos projetos de revitalização que a Petrobras decidiu implementar, pouco antes de descobrir as reservas do pré-sal e logo após adquirir a empresa privada argentina Pérez Companc em 2002. Naquele momento, os atuais executivos técnicos da 3R, que atuavam em diversos países da América Latina pela Pérez Companc, foram integrados à equipe da Petrobras para replicar no Brasil técnicas e processos de revitalização bem sucedidos ao longo de sua história em outros países da América Latina.

Em 2004, a Petrobras lançou o Projeto Recage, com o objetivo de potencializar ainda mais o desempenho obtido pelos profissionais egressos da Pérez Companc; porém, em 2006, com a descoberta do pré-sal, redirecionou seus esforços financeiros e intelectuais para desenvolvimento dessa nova província petrolífera. Por fim, além de altamente qualificados, vale destacar que os principais executivos estão altamente incentivados e alinhados com os interesses dos acionistas, por possuírem participação acionária, planos de ações e remuneração variável atreladas ao desempenho operacional e financeiro dos projetos.

A empresa está focada em adotar medidas para se adequar aos mais altos padrões de ESG (Environmental, Social and Corporate Governance).

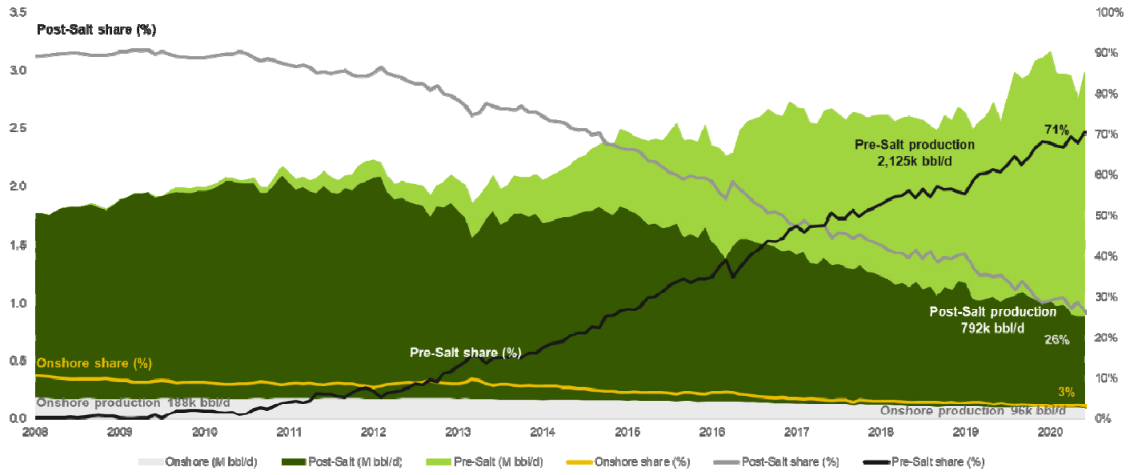
Nossas primeiras operações no estado do Rio Grande do Norte iniciaram no dia 29 de maio de 2020, em meio à atual pandemia de COVID-19 e, desde então, atuamos com total segurança, seguindo os mais estritos protocolos de segurança relacionados à pandemia e nossos processos operacionais, que foram desenhados em parceria com consultoria especializada Bureau Veritas.

A Companhia está direcionando esforços para ter sua atuação baseada em boas práticas de governança corporativa, sustentabilidade e preservação do meio ambiente e responsabilidade social. Em nosso portfólio de projetos sustentáveis, podemos citar o projeto de captação de gás natural em poços e em instalações de superfície, de modo a minimizar (ou até mesmo zerar) a combustão de gás no *flare* ou sua ventilação à atmosfera. O projeto está em fase de contratação de serviço, sendo o primeiro de manutenção e o segundo de engenharia básica.

Nossas Estratégias

A Companhia acredita que pode se tornar a consolidadora natural de campos maduros localizados em terra (onshore) e em águas rasas (shallow water) no Brasil a partir de crescimento apoiado no plano de desinvestimentos da Petrobras anunciado publicamente

Desde 2010, a Petrobras vem transferindo o foco de suas operações para exploração e produção na camada do pré-sal e em águas profundas (*offshore*), diminuindo drasticamente a atenção e volume de investimentos em campos maduros de óleo e gás localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*) conforme demonstrado no gráfico abaixo. É possível observar que enquanto a participação do pré-sal saiu de zero para 55% do negócio da Petrobrás de 2008 até 2020, a produção em terra veio declinando e se manteve próxima dos 3% nos últimos anos.



Fonte: Dados ANP agosto 2020

Vale realçar que a Petrobras ainda detém cerca de 80% de participação (*market share)* da produção em terra (*onshore*) do Brasil e anunciou que manterá seu plano de desinvestimento acelerado ao longo dos próximos meses. Nesse contexto, a Companhia e a 3R se posicionam como uma empresa (*player*) estratégica para se consolidarem como uma empresa pioneira (*first-mover*) neste nicho promissor do setor de Exploração & Produção, com destaque para a equipe técnica devidamente qualificada, que participou de diversos projetos (*cases*) de sucesso na revitalização de campos maduros na América latina.

Abaixo apresentamos o panorama dos ativos em terra da Petrobras que poderão ser colocados à venda, divididos em bacias, bem como o estágio atual do processo de venda, representando um potencial de cerca de 187 mil barris de óleo equivalente de produção:

Bacia	Produção (boe/d)	% para ser desinvestido	Estágio de Teaser	Estágio de Non-Binding	Estágio de Binding	Concluído
Alagoas	7,523	0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%
Espírito Santo.....	9,785	0%	30.4%	0.0%	62.4%	7.2%
Potiguar.....	23,775	0%	100.0%	0.0%	0.0%	0,0%
Solimões	103,023	0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%
Tucano Sul	147	0%	0.0%	0.0%	85.2%	14.8%
Recôncavo	31,531	59.3%	0.0%	14.3%	22.3%	4.1%
Sergipe.....	11,264	50.0%	11.2%	0.0%	38.8%	0.0%
Total.....	**187,048**	-	-	-	-	-

Fonte: Dados ANP, Petrobras (média de produção do primeiro semestre de 2020) e EPBR (https://epbr.com.br/desinvestimento/).

A Companhia pretende implementar projetos de otimização na monetização do gás natural com suas aquisições

Com a aquisição do Polo Macau e a esperada conclusão das aquisições dos Polos Rio Ventura (em aquisição), Fazenda Belém (em aquisição) e Pescada-Arabaiana (em relação aos 65% remanescentes, em processo de aquisição) ao longo de 2021, a Companhia e a 3R buscam se consolidar nos estados do Ceará, Bahia e Rio Grande do Norte.

Com tais aquisições, a Companhia e a 3R se tornarão o maior produtor de gás natural do Rio Grande do Norte, com alternativas de monetização que variam desde venda direta para distribuidoras locais, como para empresas focadas em gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito e interessados em geração de energia por meio do gás, conhecidos como *players* de "*gas-to-wire*". Com um maior volume de gás natural em produção (em função do redesenvolvimento) e consequentemente vendido, possuímos um poder de negociação maior com as suas contrapartes, tendo assim um potencial de melhorar consideravelmente nossos contratos a longo prazo e suas condições econômico-financeiras.

A Companhia acredita que tem um potencial de escopo e escala para crescer no futuro de forma inorgânica

A Companhia e a 3R possuem um potencial de crescimento não explorado dada a existência de oportunidades de aquisições em alguns países da América Latina (*i.e* Peru, Argentina, Bolívia, Equador, México e Venezuela) e a multiculturalidade de nossa equipe (com profissionais de vários países latino-americanos), abrindo assim a possibilidade da empresa se posicionar na região.

Além disso, como a Companhia possui qualificação de "Operadora A" pela ANP, existe o potencial de parcerias em aquisições oportunas em concessões em água profundas (offshore) em produção, incluindo águas profundas, como operadores ou não operadores. Vale ressaltar que ambas as opções são estratégias complementares ao nosso foco atual, que é operar apenas ativos no Brasil e que estejam em terra (onshore) e em águas rasas (shallow water).

Eventos Recentes

Sem prejuízo da reestruturação societária já descrita nesta seção, seguem, abaixo os eventos recentes referentes a 3R e a nós.

Aumento de Capital - 3R

Com o objetivo de ampliar a solidez de seu caixa e contribuir para viabilização do plano de crescimento, a 3R recebeu dois aportes de seus acionistas nos meses de julho e agosto de 2020. Para mais informações veja o item "15.7 *Outras Informações Relevantes*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Exercício de Opções de Ações - 3R

Em 4 de agosto de 2020, foi aprovado em Assembleia Geral da 3R o primeiro aditamento ao plano geral para a outorga de opções de aquisição de ações, permitindo aos beneficiários exercer a opção de compra das ações objeto de tais contratos, os quais exerceram suas opções, tornando-se acionistas da 3R. Para mais informações veja o item "15.7 *Outras Informações Relevantes*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Exercício Call - 3R

Em 4 de agosto de 2020, foi realizado o aditamento de três "*Contratos de Opção de Compra de Ações"* celebrados entre a 3R e prestadores de serviço. Na mesma data, estes exerceram suas opções e passaram a ser acionistas da 3R. Para mais informações veja o item "15.7 *Outras Informações Relevantes*" do Formulário de Referência, anexo.

Conversão de Ações e Grupamento - Companhia

Em 31 de agosto de 2020, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia aprovaram a Conversão de Ações, o Grupamento de Ações, o Plano Geral de Outorga de Opções de Aquisição de Ações da Companhia (o qual para ser implementado necessita de aprovação pelo Conselho de Administração dos programas respectivos), entre outras matérias. Na mesma data, os acionistas da Companhia autorizaram os Diretores da Companhia a praticar todos os atos necessários à implementação da incorporação da 3R pela Companhia. De igual forma, os acionistas da 3R aprovaram que seus diretores implementem a incorporação, em 04 de agosto de 2020. Para mais informações veja os itens "6.3 Breve Histórico" e "15.7 Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Plano - Companhia

Em 31 de agosto de 2020, a Companhia aprovou o Plano que será administrado pelo Conselho de Administração. O Plano estabelece que poderão ser outorgadas opções representativas de, no máximo, 2,5% das ações representativas do capital social da Companhia, dentro do período aquisitivo de quatro anos. Para mais informações veja o item "*13.4 Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Cancelamento das Debêntures da XP

Em 25 de setembro de 2020, a XP integralizou cotas do FIP 3R por meio da entrega de Debêntures da 3R ao FIP 3R. Na mesma data, os acionistas da 3R aprovaram um aumento do capital social na 3R, integralizado pelo FIP 3R mediante a conferência dos créditos decorrentes das referidas debêntures ao capital social da 3R. Em decorrência da referida operação, as referidas debêntures foram canceladas. Para mais informações veja o item "15.7 Outras Informações Relevantes" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Processo de aquisição de ativos

No contexto do processo de desinvestimento de ativos maduros da Petrobras, a Companhia informa que está participando dos processos de venda de certos ativos em terra e água rasas, estando estes em: (i) fase de divulgação de teaser, nos quais a Companhia manifestou seu interesse em participar das fases subsequentes; (ii) fase não vinculante, em que a Companhia submeteu propostas não vinculantes; e (iii) fase avançada de negociação de contratos, em que determinadas condições precedentes devem ser atingidas para que haja a assinatura de tais transações. Cabe ressaltar que A Companhia se encontra na fase (iii) de negociação dos seguintes processos: (a) ativos de produção em terra, localizados na Bahia, em que a produção média, em 2018, foi cerca de 2,8 mil barris por dia de óleo e 588 mil m³ por dia de gás, conforme comunicado divulgado pela Petrobras em 03/06/2019; e (b) ativos de produção em mar, localizados no Espírito Santo, incluindo as instalações de produção e de escoamento que conectam as instalações marítimas ao terminal de tratamento de gás em terra, em que a produção aferida em julho de 2019 foi cerca de 900 mil m³ por dia de gás, conforme comunicados divulgados pela Petrobras em 05/07/2019.

Informações Adicionais

Nossa sede está localizada na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180. Nosso Departamento de Relações com Investidores está localizado em nossa sede e seu telefone é o +55 (21) 3475-5577, o e-mail é o ri@3rpetroleum.com.br e o site é o www.ri.3rpetroleum.com. As informações incluídas no nosso site, ou que poderiam ser acessadas através do nosso site, não são partes integrantes, anexadas ou incluídas por referência a este Prospecto.

Principais Fatores de Risco, Pontos Fracos, Obstáculos e Ameaças da Companhia

Abaixo estão listados os principais fatores de risco, pontos fracos, obstáculos e ameaças que afetam nosso plano de negócios e condição financeira estão relacionados à concretização de um ou mais cenários adversos contemplados em nossos fatores de risco, ocorrendo de maneira combinada, nos termos do artigo 40, § 3º, inciso IV da Instrução CVM 400. Para informações sobre os fatores de risco, pontos fracos, obstáculos e ameaças a que estamos expostos, veja a seção "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações", na página 89 deste Prospecto, e os itens "*4.1 Fatores de Risco*" e "4*.2 Riscos de Mercado*" do Formulário de Referência da Companhia, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna incerto o desempenho futuro das atividades referentes a estes ativos.

Em relação à 3R, empresa a ser incorporada pela Companhia, o histórico operacional de produção de óleo e gás natural se iniciou em 29 de maio de 2020 e, portanto, está sujeita a riscos, despesas e incertezas associadas à implantação do plano de negócios que não são enfrentados por companhias operacionais longevas. As companhias em estágios iniciais de desenvolvimento apresentam significativos riscos e incertezas acerca de seus negócios.

Em relação aos ativos em processo de aquisição pela Companhia, esta pode não ser bem sucedida no desenvolvimento de suas relações comerciais, estabelecimento de procedimentos operacionais, contratação de pessoal, instalações e obtenção de licenças e aprovações regulatórias, bem como na tomada de outras medidas necessárias à condução das atividades comerciais pretendidas neste ativos. A Companhia pode não ser capaz de implementar suas estratégias de negócios ou de concluir a instalação de infraestrutura necessária para o desenvolvimento dos negócios conforme o planejado nestes ativos.

A identificação, aquisição ou acesso a novas reservas de óleo e gás natural sustenta a estratégia de crescimento da Companhia e o desenvolvimento das atividades de produção.

Como óleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta e aquisição de outras reservas. A capacidade da Companhia de implantar sua estratégia de crescimento e desenvolver atividades de produção depende do seu grau de êxito em encontrar, adquirir novos ativos ou ter acesso a novas reservas de óleo e gás natural através de aquisições de ativos produtores de outras companhias operantes e/ou através do Processo de Desinvestimento da Petrobras.

Não há garantia de que será obtido sucesso na avaliação, precificação, desenvolvimento e produção comercial de óleo e gás natural a partir desses recursos. Além disso, a Companhia enfrenta a concorrência de outras entidades do setor (ou não) no processo de aquisição de novas reservas de óleo e gás natural, o que pode inviabilizar ou dificultar, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado ao inicialmente estimado para a aquisição desses ativos. Ainda, a Companhia não pode garantir que terá recursos financeiros suficientes para adquirir, ou que irá adquirir, ou, ainda, que terá acesso a ativos de produção e exploração que detenham reservas.

Existem riscos inerentes à produção de óleo e gás natural que podem afetar a Companhia negativamente.

O desempenho futuro da Companhia dependerá do sucesso de suas atividades de produção de óleo e gás. Além disso, o desempenho da Companhia no segmento de produção de hidrocarbonetos e na revitalização de campos maduros também se baseia em análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e no aumento do Fator de Recuperação dos Campos, que se caracteriza pelo volume percentual de petróleo que foi extraído de um reservatório em relação ao volume total nele existente, dentre outros. Consequentemente, as atividades de produção de óleo e gás natural estarão sujeitas a vários riscos que estão fora do controle da Companhia, inclusive o risco de que a perfuração não resulte em produção comercialmente viável de petróleo ou gás natural.

A comercialidade da produção esperada de óleo e gás natural é afetada por vários fatores além do controle da Companhia. Esses fatores incluem, sem limitação, oscilações de preços, proximidade e capacidade dos dutos e outros meios de transporte, disponibilidade de instalações de beneficiamento e processamento, disponibilidade de equipamento e regulamentação

governamental (inclusive, dentre outros, regulamentação relacionada a preços, impostos, parcela do governo, produção permitida, importação e exportação de óleo e gás natural e a proteção ambiental). O efeito desses fatores, individualmente ou em conjunto, não pode ser previsto, mas pode afetar o retorno do investimento.

Além disso, não há garantia de que a Companhia produzirá óleo e gás natural em quantidades ou aos custos previstos, ou que os projetos não deixarão de produzir, em parte ou totalmente, em determinadas circunstâncias. Os programas de perfuração e revitalização poderão se tornar inviáveis economicamente como resultado de um aumento nos custos operacionais ou devido à queda dos preços de mercado do óleo e gás natural. Os custos operacionais reais ou os preços reais, que eventualmente a Companhia receba pela produção de óleo e gás natural de suas subsidiárias, podem variar muito das estimativas atuais.

A Companhia poderá estar exposta ao impacto de atrasos ou interrupções da produção de poços causados por restrições na capacidade de transporte, armazenamento, corte de produção ou interrupção do transporte de óleo e gás natural produzidos em seus campos. Além disso, condições adversas de mercado ou falta de acordos satisfatórios de transporte de óleo e gás natural podem comprometer o acesso a mercados de óleo e gás natural ou atrasar a produção.

Riscos associados às incertezas quanto ao processo de aquisição de ativos da Petrobras podem ter um efeito material adverso sobre o nosso negócio

Ainda no contexto dos planos de expansão da Companhia e diversificação de seu portfólio, a Companhia atualmente negocia a aquisição de ativos que integram o plano de desinvestimentos de ativos da Petrobras.

A Companhia não pode garantir que teve ou terá acesso integral a todas as informações necessárias para a avaliação completa de tais ativos e identificação de riscos e contingências a eles inerentes, todavia, realizará diligência de acordo com o padrão de mercado para os referidos ativos. Além disso, não há garantia que serão atendidas todas as condições precedentes, exigências que devem ser cumpridas por parte da Companhia, para o fechamento das aquisições relativas a contratos já assinados com a Petrobras. Para maiores informações sobre os ativos recentemente adquiridos, veja o item "*3.3 Eventos subsequentes as últimas informações financeiras*" do Formulário de Referência da Companhia, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Além disso, os ativos em questão fazem parte de concessões outorgadas há mais de 40 anos e podem carregar passivos (ocultos ou não) que podem ser assumidos pela Companhia no contexto de tais aquisições, a depender dos termos dos contratos de aquisição de ativos celebrados pela Companhia.

Dessa forma, a possível assimetria de informação sobre tais ativos, associada aos passivos que podem não ser totalmente divulgados e/ou identificados pela Companhia no processo de aquisição de tais ativos, podem ocasionar um revés financeiro/estratégico para a Companhia.

Os planos de expansão da Companhia e de diversificação do seu portfólio consideram a potencial aquisição de ativos – especialmente de produção de petróleo e gás natural – no âmbito do plano de desinvestimentos da Petrobras, o qual vem sendo constantemente questionado pelo Congresso Nacional e é objeto de ações judiciais que visam impedir seu prosseguimento.

O processo de desinvestimento da Petrobras está baseado (i) na Lei das Estatais, (ii) no Decreto nº 9.188/2017, que estabelece regras de governança, transparência e boas práticas de mercado para a adoção de regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais, e (iii) na decisão do plenário do Supremo Tribunal Federal no sentido de que a alienação de "empresas-matrizes" estatais só poderia ser realizada com autorização do Congresso Nacional, e desde que precedida de licitação, sendo liberada dessas exigências a venda do controle de subsidiárias e controladas de empresas públicas e sociedades de economia mista. O Congresso Nacional, por sua vez, alega que a "*criação artificial de subsidiárias, isto é, a constituição de novas subsidiárias a partir de desmembramentos da empresa-matriz, quando se cuidar de um processo não orientado por novas oportunidades de mercado, mas sim pelo interesse na alienação de ativos, configura desvio de finalidade, sendo prática proibida e inconstitucional",* conforme manifestado nos autos da ADI 5.624/DF.

Além disso, existem ações judiciais atualmente em trâmite perante a Justiça Comum e Federal ajuizadas por SindiPetro Alagoas/Sergipe que buscam a nulidade da venda dos campos de

Arabaiana e Pescada acordada entre a Companhia e a Petrobras em 9 de julho, 2020 (e que na data deste Prospecto encontra-se aguardando o atendimento de todas as suas condições precedentes para sua consumação), e que podem ter resultado adverso para a Companhia no julgamento definitivo do seu mérito, veja o item "*4.7 Outras contingências relevantes*" do Formulário de Referência da Companhia, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Diante do exposto, a Companhia não garante que conseguirá prosseguir com os planos de expansão e diversificação de seu portfólio da forma pretendida caso, em algum momento, seja proferida decisão desfavorável no âmbito de tais ações judiciais ou na continuação do plano de desinvestimento da Petrobras.

Nesse cenário, a Companhia poderá sofrer importante revés financeiro e em seus planos estratégicos, não sendo possível dimensionar com precisão os impactos decorrentes da impossibilidade de seguir com os planos de expansão originalmente pretendidos.

ESTUDO DE VIABILIDADE E SUMÁRIO DAS CERTIFICAÇÕES DE RESERVA PREPARADAS PELA DEGOLYER & MACNAUGHTON E PELA GAFFNEYCLINE

Esta seção apresenta um resumo do Estudo de Viabilidade e das Certificações de Reservas preparadas pela Degolyer & MacNaughton e pela GaffneyCline de campos de titularidade da Companhia, ou em processo de aquisição, preparado por especialistas renomados do setor de petróleo, que inclui informações técnicas e econômicas, incluindo, entre outros, perfilagens de poços, mapas geológicos, dados de testes e produção de poços, preços históricos, informações de custos e participações em propriedades. Para a elaboração do Estudo de Viabilidade e das Certificações de Reservas, foram realizadas determinadas projeções, incluindo informações sobre o cronograma estimado dos projetos, data de início das atividades, estimativas de investimentos, custos e produção. Este resumo não inclui todas as informações que o investidor deverá considerar antes de investir nas Ações. Antes de tomar uma decisão sobre o investimento, o investidor deverá ler este Prospecto na sua totalidade, incluindo, mas sem limitação, o Estudo de Viabilidade e as Certificações de Reservas anexos a este Prospecto, a partir da página 163, as seções "3. Informações Financeiras Selecionadas", "4. Fatores de Risco" e "10. Comentários dos Diretores" do Formulário de Referência, bem como as nossas informações financeiras pro forma, anexas este Prospecto a partir da página 419, as nossas informações trimestrais e respectivas notas explicativas, anexas este Prospecto a partir da página 433, respectivamente, e as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas, anexas este Prospecto a partir da página 569, respectivamente.

O Estudo de Viabilidade, anexo a este Prospecto a partir da página 163, foi preparado de forma independente pela GaffneyCline, o qual traz anexas as Certificações de Reserva preparadas de forma independente pela GaffneyCline e pela Degolyer & MacNaughton, com base nas informações financeiras projetadas e preparadas por seus especialistas. As informações financeiras projetadas utilizadas para preparar o Estatuto de Viabilidade não foram elaboradas em conformidade com qualquer regulamentação de divulgação pública vigente, bem como não foram preparadas para cumprir com as normas e regulamentos de quaisquer bolsas de valores, agências ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer jurisdição. Nossa Administração acredita que o Estudo de Viabilidade foi elaborado refletindo, atualmente, as melhores estimativas e julgamentos disponíveis, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da Administração, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia, com base no entendimento e conhecimento de especialistas da GaffneyCline e da Degolyer & MacNaughton sobre os setores de óleo e gás natural. Entretanto, estas informações não são fatos e não se deve confiar nelas como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros, não constituindo uma garantia do nosso desempenho futuro. **OS LEITORES DESTE PROSPECTO FICAM DESDE JÁ ADVERTIDOS PARA NÃO DEPOSITAR CONFIANÇA INDEVIDA NAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS PROJETADAS**.O investidor deverá considerar que as projeções constantes deste Prospecto refletem determinadas premissas, análises e estimativas nossas e dos especialistas que prepararam o Estudo de Viabilidade e as Certificações de Reserva, inclusive no que se refere à reservas, receitas e recursos contingentes. Nossa capacidade de obter os resultados operacionais projetados depende, entre outros fatores, do sucesso dos nossos esforços de redesenvolvimento de campos maduros. Não podemos garantir aos investidores que nossas atividades de redesenvolvimento de campos maduros não serão significativa e adversamente afetadas por questões políticas, ambientais ou quaisquer outras. Não podemos garantir que as nossas operações de redesenvolvimento de campos maduros não serão prejudicadas de maneira significativa por questões de ordem política, ambiental ou outras.

Diversas das premissas também estão relacionadas a fatores econômicos que provavelmente deverão ocorrer no Brasil e globalmente no futuro próximo e seu potencial impacto sobre os nossos negócios, bem como os fatores econômicos que provavelmente deverão ocorrer ou continuar a ocorrer no mercado mundial de óleo e gás natural. Não podemos garantir que as premissas econômicas sejam precisas ou que reflitam de forma precisa a realidade futura. **OS INVESTIDORES DEVEM CONDUZIR SUAS PRÓPRIAS ANÁLISES E REVISÕES DAS PREMISSAS E PROJEÇÕES CONTIDAS NESTE PROSPECTO.**

HÁ DIVERSAS INCERTEZAS INERENTES AO ESTIMARMOS RESERVAS, RECEITAS E RECURSOS CONTINGENTES. NESTE PROCESSO, DIVERSOS FATORES RELEVANTES PODEM TER SIDO DESCONSIDERADOS OU ESTIMADOS DE FORMA EQUIVOCADA. AS ESTIMATIVAS DE RESERVAS, RECEITAS E RECURSOS CONTINGENTES, ENTRE OUTROS FATORES, NA PRODUÇÃO EFETIVAMENTE VERIFICADA.

Estudo de Viabilidade

De forma a manter a consistência das definições, os termos técnicos abaixo indicados terão o significado a eles atribuídos no glossário, constantes dos Apêndices I e II do Estudo de Viabilidade.

Qualificações

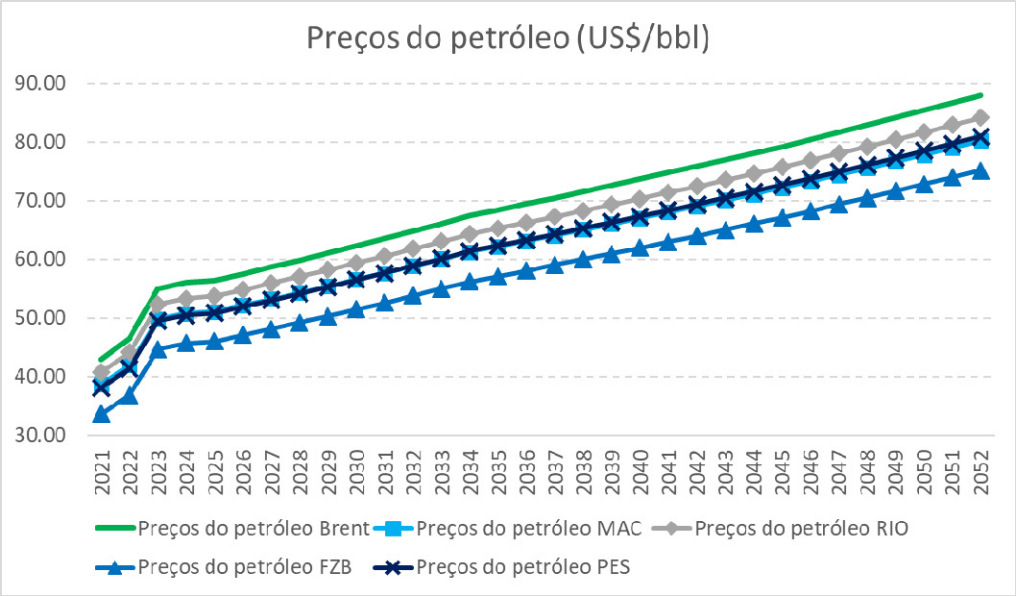
Ao realizar este Estudo de Viabilidade, a GaffneyCline não está ciente da existência de qualquer conflito de interesses. Como uma consultoria independente, a GaffneyCline oferece consultoria técnica, comercial e estratégica imparcial no setor de energia. A remuneração da GaffneyCline não era de forma alguma dependente do conteúdo do Estudo de Viabilidade.

Na preparação do Estudo de Viabilidade, a GaffneyCline manteve, e continua a manter, uma relação cliente-consultor independente estrita com o Cliente. Além disso, a administração e os funcionários da GaffneyCline não têm interesse em nenhum dos ativos avaliados ou estão relacionados com a análise realizada, no âmbito do Estudo de Viabilidade.

Os membros da equipe que prepararam o Estudo de Viabilidade possuem qualificações profissionais e educacionais adequadas e têm os níveis necessários de experiência e especialização para realizar o trabalho.

Premissas

Preços do petróleo: seguem abaixo os preços do petróleo considerados para o Estudo de Viabilidade.

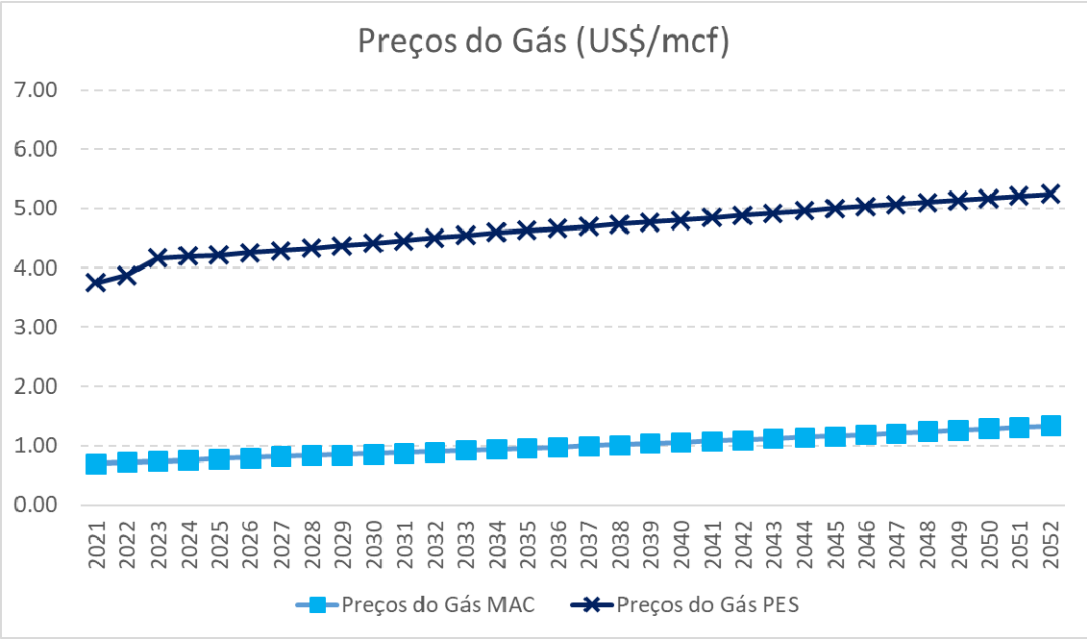


Para calcular a receita líquida, foram utilizadas as fórmulas abaixo, considerando-se os descontos sobre o petróleo de referência (*Brent*) e os impostos sobre receita:

Descontos Petróleo Brent	
Desconto MAC	(BRENT-0.90) *(1-7.87%)
Desconto RIO	(BRENT-0.64) * (1-3.66%)
Desconto FZB	(BRENT-6.50) * (1-7.71%)
Desconto PES	65% * (BRENT-3.86) * (1-7.25%) + 35% * (BRENT-1.5)

Os percentuais de 7,87% do Polo Macau, 3,66% do Polo Rio Ventura, 7,71% do Polo Fazenda Belém e 7,25% do Polo Pescada-Arabaiana referem-se às alíquotas de impostos sobre receita efetivamente pagas pela Companhia.

Preços do Gás: seguem abaixo os preços do gás considerados para o Estudo de Viabilidade.

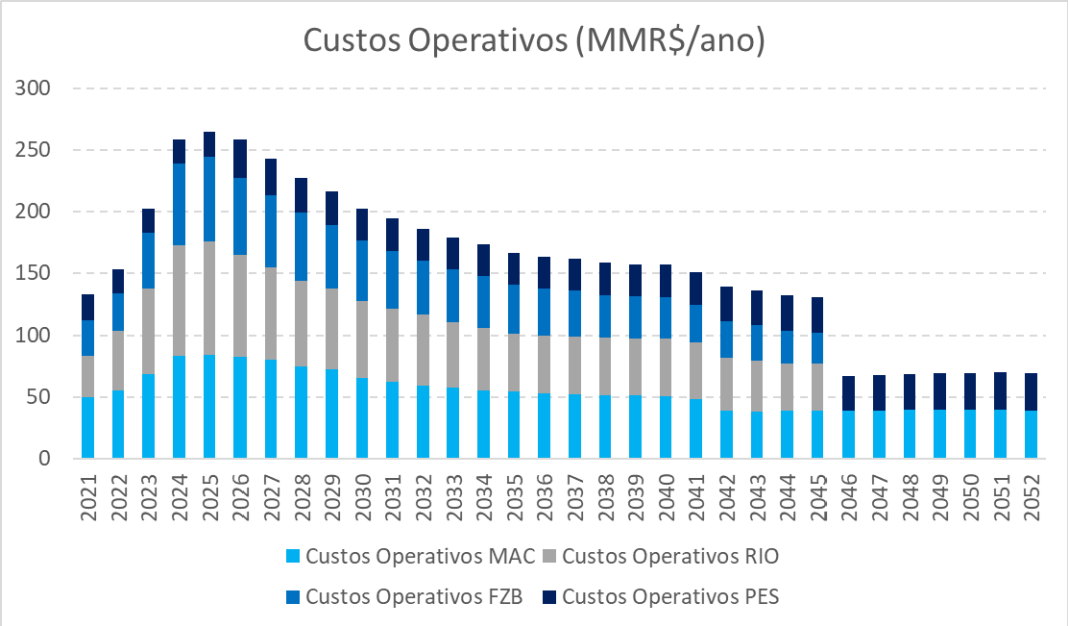


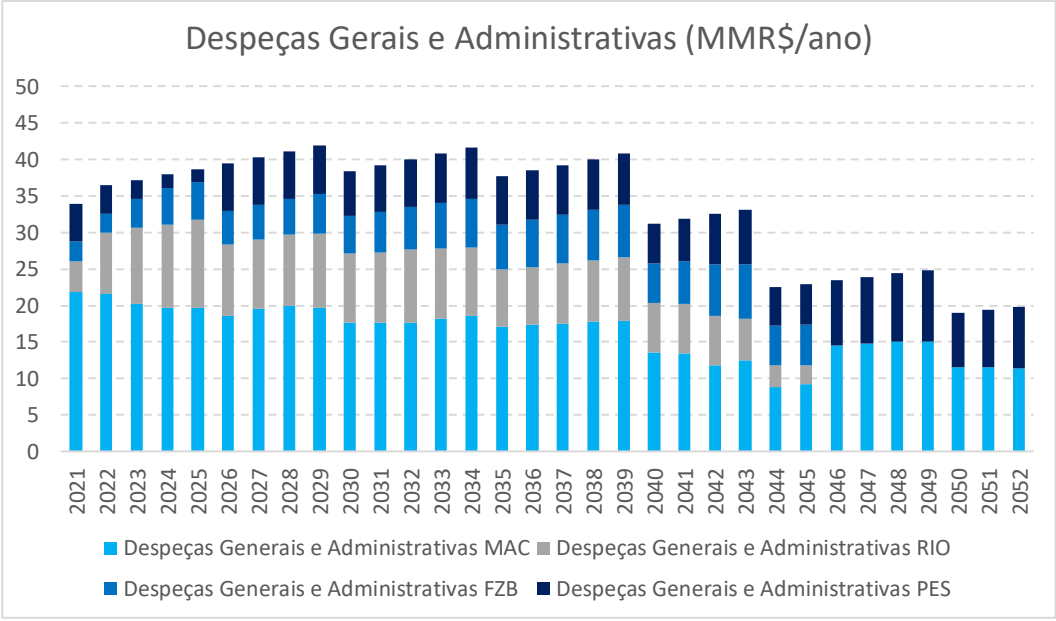
Royalties (e superficiários) e Imposto de Renda: seguem abaixo as alíquotas de *royalties* (incluindo os superficiários) e as alíquotas de imposto de renda e contribuição social (IR e CSLL) consideradas para o estudo de viabilidade.

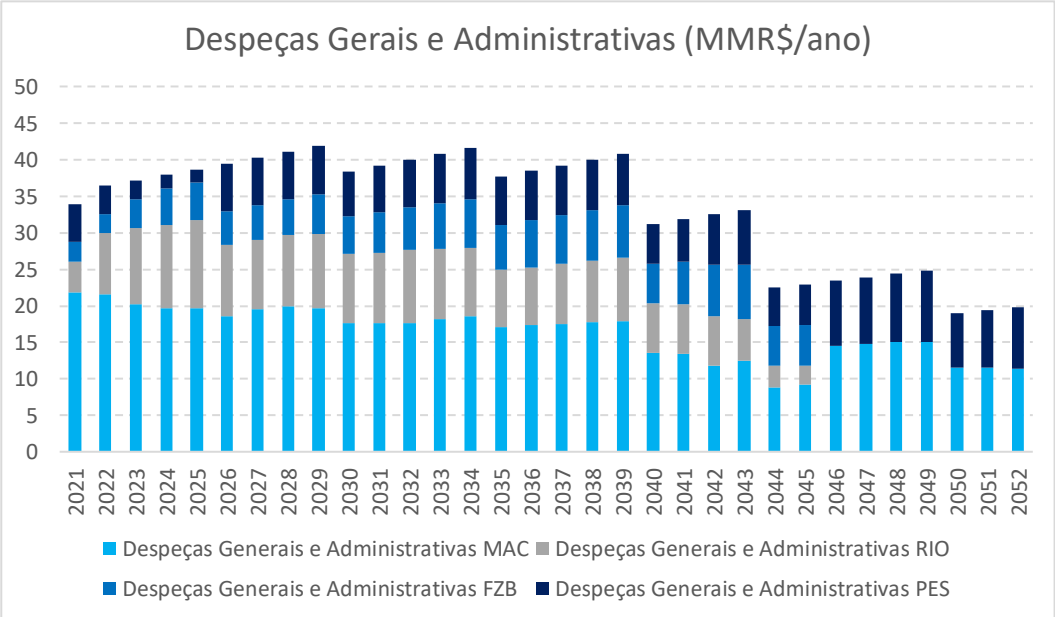
Royalties / Imposto de Renda	MAC	RIO	FZB	PES
Royalties	11.00%	11.00%	9.00%	8.80%
Imposto de Renda	34%			

Para fins de modelagem, como ainda não foram regulamentados ou formalmente concedidas à Companhia: (i) não foram considerados os efeitos da eventual redução de royalties por produção incremental ou como resultado da resolução 4 do CNPE, que estabelece que a ANP avalie a adoção de medidas visando à redução de royalties para até 5% para pequenas e médias empresas concessionárias de campos de petróleo; (ii) não foram considerados os efeitos de eventual redução da alíquota de imposto de renda referente ao incentivo fiscal da SUDENE.

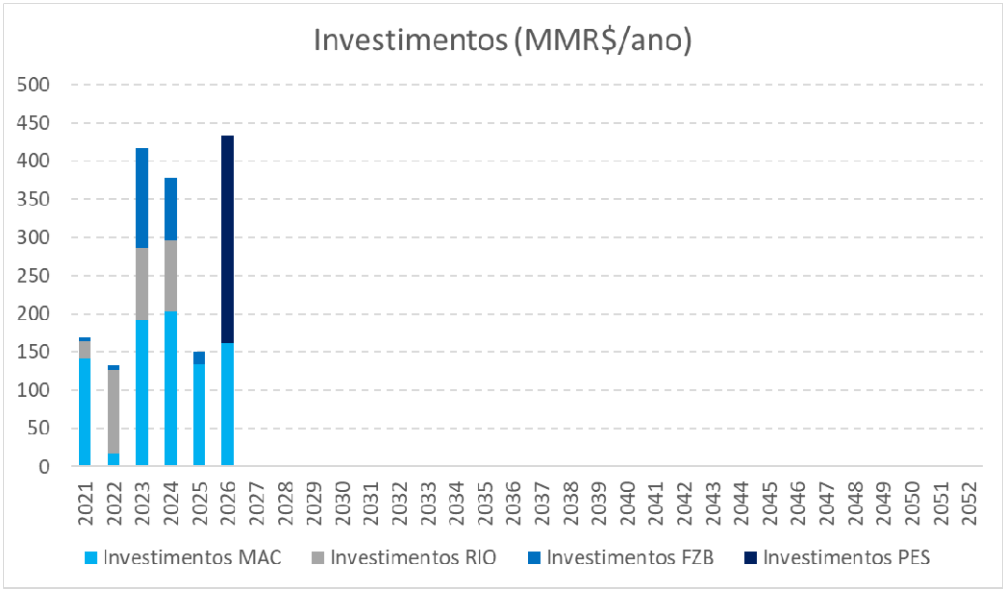
Custos Operativos / Despesas Gerais e Administrativas: seguem abaixo os custos operativos e as despesas gerais e administrativas considerados para o estudo de viabilidade. Tanto os custos operativos como as despesas gerais e administrativas foram inflacionados a uma taxa anual de 2% no fluxo de caixa.


Custos Operativos (MMR$/ano)
300
250
200
150
100
50
0
2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037 2038 2039 2040 2041 2042 2043 2044 2045 2046 2047 2048 2049 2050 2051 2052
Custos Operativos MAC
Custos Operativos RIO
Custos Operativos FZB
Custos Operativos PES

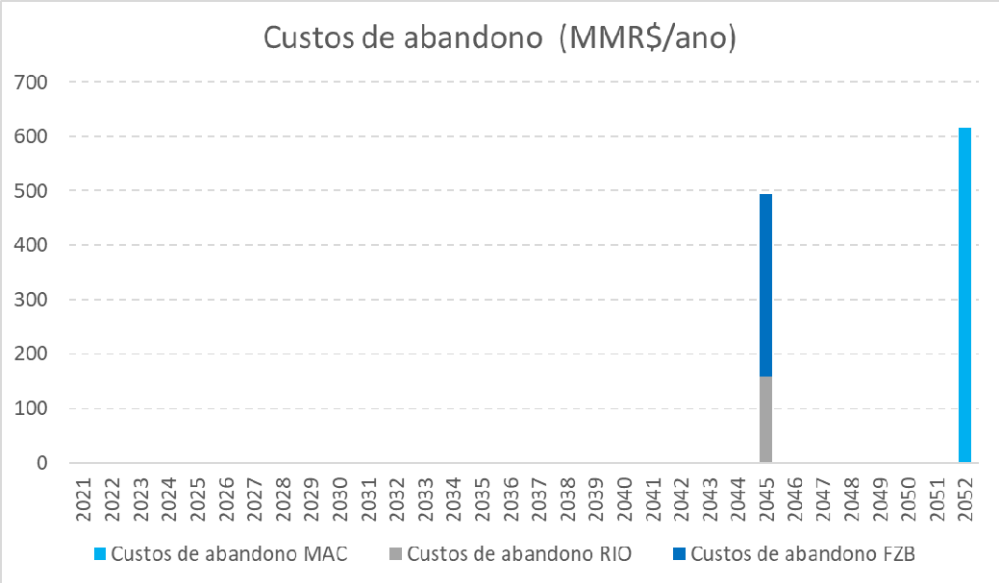

Despeças Gerais e Administrativas (MMR$/ano)
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037 2038 2039 2040 2041 2042 2043 2044 2045 2046 2047 2048 2049 2050 2051 2052
Despeças Generais e Administrativas MAC
Despeças Generais e Administrativas RIO
Despeças Generais e Administrativas FZB
Despeças Generais e Administrativas PES



Investimentos: seguem abaixo os investimentos considerados para o Estudo de Viabilidade. Os Investimentos foram inflacionados a uma taxa anual de 2% no fluxo de caixa.



Custos de Abandono: seguem abaixo os custos de abandono considerados para o Estudo de Viabilidade. Os custos de abandono foram inflacionados a uma taxa anual de 2% no fluxo de caixa.



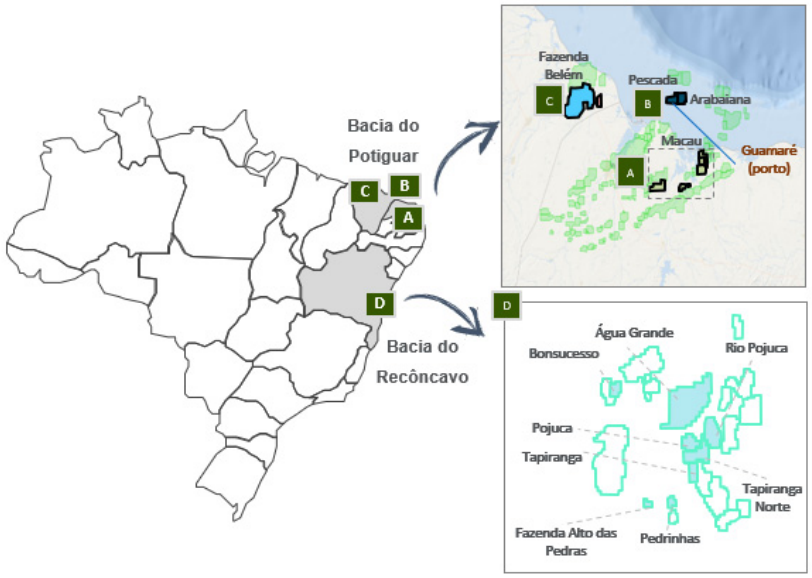
Sumário do Estudo de Viabilidade

A Companhia é uma operadora classe A perante a ANP, habilitando-a a operar em áreas *onshore* e *offshore*, inclusive em blocos e campos no pré-sal. Somando a produção dos 4 ativos, será a terceira maior produtora de óleo e gás em terra do Brasil.

A estratégia da Companhia é a aquisição de campos maduros em terra e águas rasas com o objetivo de revitalizá-los para otimizar sua produção. A Companhia detém: (i) 35% de participação do Polo Pescada-Arabaiana; (ii) 100% no Polo Macau (exceto o campo de Sanhaçu, cuja participação é de 50%), cuja aquisição foi concluída em maio 2020; e (iii) 3 contratos de aquisição assinados entre julho e agosto de 2020 (Polo Fazenda Belém, 65% do Polo Pescada-Arabaiana e 100% do Polo Rio Ventura), com expectativa de fechamento em julho de 2021. Estes ativos em processo de aquisição estão sob operação da Petrobras e estão em fase de transição para a Companhia. O objetivo da Companhia é continuar investindo em outros ativos por meio de oportunidades oferecidas no contexto do processo de desinvestimentos de ativos maduros da Petrobras.

Resumo dos Ativos da Companhia

Os ativos de terra e de águas rasas da Companhia estão localizados nas bacias do Potiguar nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte e na bacia do Recôncavo no estado da



Bahia.

Volumes Técnicos @ 2021		
Polo	Petróleo	Venda Gás
	MMbbl	Bcf
MAC	44.19	15.86
RIO	22.17	0.00
FZB	12.63	0.00
PES	5.37	54.66
Companhia	**84.35**	**70.52**

Notas:

1. Os nomes dos polos são MAC: Macau, RIO: Rio Ventura, FZB: Fazenda Belém, PES: Pescada-Arabaiana.
2. Volumes Técnicos Líquidos são os volumes "*gross*" dos reportes da D&M e *GaffneyCline* com participação da 3R, livres de royalties.
3. O volume consolidado é a soma dos volumes de reservas e recursos provados mais possíveis.
4. Os volumes aqui reportados são "não riscados", no sentido de que nenhum ajuste foi feito para o caso dos projetos não seguirem em frente na forma prevista.
5. Os totais podem não ser exatamente iguais à soma das entradas individuais devido ao arredondamento.

O Polo de Macau está situado na bacia do Potiguar no estado Rio Grande do Norte e conta com uma produção ao redor de 5.000 Bopd.

De acordo com o relatório de reservas emitido pela Degolyer & MacNaughton, relativo ao Polo de Macau, datado de 4 de agosto de 2020, existem perto de 44.19 milhões de barris de petróleo de reservas provadas e prováveis (2P) de óleo remanescentes nesse ativo e 15.86Bscf de gás. Os volumes técnicos para ser considerados reservas provadas mais prováveis estão sujeitas à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão.

O Polo Fazenda Belém também se encontra na bacia do Potiguar no estado do Ceará. Entre janeiro e maio de 2020, a produção média desses campos foi de 803 Bopd.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao polo Fazenda Belém, datado do 4 de agosto de 2020, existem aproximadamente 12,63 milhões de barris de petróleo do óleo de recursos contingentes (2C) neste ativo.

Os campos Pescada-Arabaiana são ativos localizados na bacia do Potiguar e se encontram nas águas rasas da plataforma continental do estado do Rio Grande do Norte a 31 km a leste da cidade de Areia Branca e a uma profundidade de 25 metros. Entre janeiro e junho de 2020, a produção conjunta de ambos é 260 Bopd e 190.000 m3/d de gás.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao polo Pescada-Arabaiana, datado do 6 de agosto de 2020, existem aproximadamente 5,37 milhões de barris de Recursos Contingentes 2C e 54,66 Bscf de gás neste ativo.

Finalmente, o Polo Rio Ventura se encontra na bacia do Recôncavo no estado da Bahia. A produção média é de 963 Bopd e 39.000 m3/d de gás.

De acordo com o relatório emitido pela GaffneyCline no 4 de agosto de 2020, no polo Rio Ventura existem 22,17 milhões de barris de petróleo de Recursos Contingentes 2C.

Os Recursos Contingentes (2C) dos polos Fazenda Belém, Rio Ventura e Pescada-Arabaiana estão sujeitos (i) à conclusão da cessão dos direitos de concessão da Petrobras para a 3R (FZB e RIO) e para a OP Pescada (PES); e (ii) à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão.

● Polo Macau

O Polo de Macau inclui seis campos petrolíferos onshore e um campo petrolífero de águas rasas, nomeadamente Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu, todos localizados na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte. A produção total de óleo e gás nesses campos é de ao redor de 5.000 Boepd.

O Polo de Macau iniciou as suas operações em 1982 e já produziu perto de 60,6 milhões de barris de petróleo. De acordo com os resultados dos fluxos de caixa, acreditamos que este polo será economicamente produtivo até 2052.

Em 29 de maio de 2020, a SPE 3R adquiriu o Polo Macau da Petrobras. Na data deste memorando de oferta, a subsidiária da 3R, SPE 3R, é a detentora direta de 100% dos direitos de concessão dos campos que compõem o Polo de Macau, exceto para a concessão relativa ao campo de Sanhaçu, operado por meio de uma *joint venture* 50-50% com a Petrogal. DBO Energia detém 32,7% da SPE 3R e os 67,3% restantes são detidos pela 3R.

Os contratos de concessão 3R assinados com a ANP para os direitos de concessão relativos aos sete campos que compõem o Polo Macau expirarão em 2025 (exceto para a concessão do campo Sanhaçu, que expira em 2036), e podem ser prorrogados por mais 27 anos.

De acordo com o relatório de reservas e recursos contingentes emitido pela Degolyer & MacNaughton, relativo ao Polo Macau, do 4 de agosto de 2020, existem perto de 44,19 milhões de barris de reservas provadas e prováveis remanescentes nesse ativo ao 1ro de janeiro de 2021. As reservas estão sujeitas apenas à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão. Para mais informações veja o item "*Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Reservas e Receitas referente ao Polo Macau*", constante da página 45 deste Prospecto.

A 3R encontra-se na fase final de conclusão do seu plano de desenvolvimento do Polo de Macau com o objetivo de apresentar à ANP um pedido de prorrogação do prazo dos contratos de concessão por 27 anos adicionais.

● Polo Fazenda Belém

O Polo Fazenda Belém inclui os campos terrestres de petróleo de Fazenda Belém e Icapuí, localizados na bacia Potiguar, no estado do Ceará. Entre janeiro e maio de 2020, a produção média do Polo Fazenda Belém foi de aproximadamente 803 Bopd.

O Polo Fazenda Belém iniciou suas operações em 1980 e já produziu aproximadamente 31,6 milhões de Boepd.

Em 14 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém, uma subsidiária integral da 3R, celebrou um acordo com a Petrobras para comprar a totalidade de sua participação no polo Fazenda Belém, sujeito às condições precedentes, incluindo a aprovação da ANP, que se espera que ocorra em 2021.

Os contratos de concessão relativos aos campos de petróleo do Polo Fazenda Belém expirarão em 2025, podendo ser prorrogados por mais 27 anos, sujeito à aprovação do plano de desenvolvimento da 3R pela ANP.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao polo Fazenda Belém, datado do 4 de agosto de 2020, existem aproximadamente 12,63 milhões de barris de recursos neste ativo. Os recursos estão sujeitos (i) à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão; e (ii) a conclusão da cessão dos direitos de concessão relativos ao Polo Fazenda Belém da Petrobras para a 3R. Para mais informações veja o item "*Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Recursos Contigentes referente ao Polo Fazenda Belém*", constante da página 47 deste Prospecto.

● Polo Rio Ventura

O Polo Rio Ventura inclui oito campos de petróleo terrestres: Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, localizados na bacia do Recôncavo no estado da Bahia. O Polo Rio Ventura iniciou suas operações em 1951 e, até o momento, já produziu ao redor de 338 milhões de barris de petróleo.

A produção média do Polo Rio Ventura entre janeiro e junho de 2020 foi de aproximadamente 963 Bopd, e 39.000 m^3/d de gás.

Em 21 de agosto de 2020, a SPE Rio Ventura, uma subsidiária integral da 3R, celebrou um acordo com a Petrobras para comprar a totalidade de sua participação acionária no polo Rio Ventura, sujeito às condições precedentes, incluindo a aprovação da ANP, que esperamos que ocorra em 2021.

Os contratos de concessão relativos aos campos de petróleo do Polo Rio Ventura expirarão em 2025, e podem ser prorrogados por mais 27 anos, o que está sujeito à aprovação da ANP do plano de desenvolvimento da 3R.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline, referente ao polo Rio Ventura datado do 4 de agosto de 2020, existem perto de 22,17 milhões de barris de óleo de recursos contingentes 2C neste ativo. Os recursos estão sujeitos (i) à aprovação da ANP para a extensão dos contratos de concessão; e (ii) à conclusão da cessão dos direitos de concessão relativos ao polo Rio Ventura da Petrobras para a SPE Rio Ventura. Para mais informações veja o item "*Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Recursos Contigentes referente ao Polo Rio Ventura*", constante da página 48 deste Prospecto.

● Polo Pescada-Arabaiana

O Polo Pescada-Arabaiana inclui os campos offshore de óleo e gás Pescada, Arabaiana e Dentão, localizados na plataforma continental do estado do Rio Grande do Norte, na bacia Potiguar, a aproximadamente 31km da costa da cidade de Areia Branca, a uma profundidade média da água de 25 metros. Entre janeiro e junho de 2020, a produção média de petróleo do polo Pescada-Arabaiana foi de aproximadamente 260 Bopd, e a produção média de gás foi de aproximadamente 190.000 m³/dia.

O campo de Pescada foi descoberto em 1980 e iniciou suas operações em maio de 1999, enquanto o campo de Arabaiana foi descoberto em 1986 e iniciou suas operações em 2002. O campo de Dentão está inativo na data deste prospecto.

Os contratos de concessão relativos aos campos do Polo Pescada-Arabaiana expiram em 2025, podendo ser prorrogados por mais 27 anos, nos termos dos contratos de concessão.

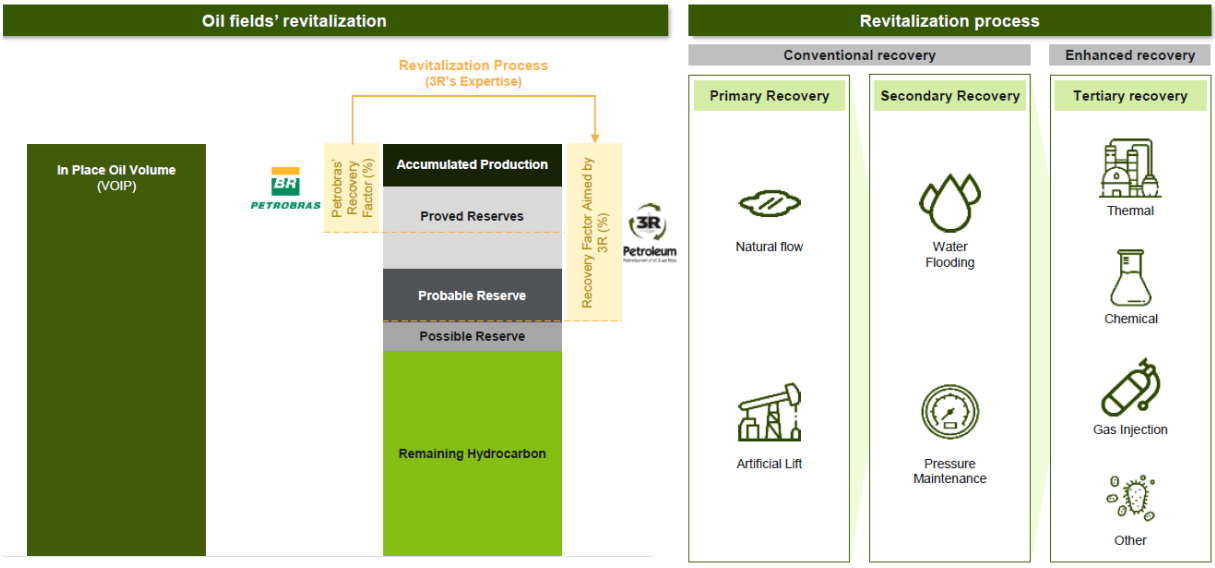
Em 9 de julho de 2020, a subsidiária OP Pescada, que atualmente detém 35% dos direitos de concessão do polo Pescada-Arabaiana, celebrou um acordo com a Petrobras para adquirir os 65% restantes dos direitos de concessão no polo Pescada-Arabaiana. Após a aprovação do CADE, a OP Pescada se tornará a única operadora do Polo Pescada-Arabaiana, o que esperamos ocorra no segundo semestre de 2021.

De acordo com o relatório de reservas e recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao Polo Pescada-Arabaiana, datado do 6 de agosto de 2020, existem perto de 5,37 milhões de barris de óleo e 54.66 Bcf de volumes técnicos neste ativo. Os recursos 2C estão sujeitos (i) à aprovação da ANP para a extensão dos contratos de concessão; e (ii) a conclusão da cessão dos direitos de concessão relativos ao Polo Pescada-Arabaiana da Petrobras para OP Pescada. Para mais informações veja o item "*Sumário do Relatório de 6 de agosto de 2020 sobre Reservas e Recursos Contigentes referente aos campos Pescada-Arabaiana*", constante da página 49 deste Prospecto.

Estratégia de Desenvolvimento dos Ativos

A Companhia declara que sua estratégia principal é a de revitalizar campos maduros aumentando a sua produção e o fator de recuperação, em paralelo reduzindo o OPEX e obtendo melhores condições e preços na venda dos produtos.

Nestes campos maduros é possível, mediante diferentes técnicas, melhorar o fator de recuperação para levá-los a níveis de outras bacias comparáveis para assim extrair estes volumes a custos competitivos: (i) perfuração de poços entre poços existentes (*infill drilling*); (ii) ampliação da capacidade de tratamento de líquido (óleo e água); (iii) perfuração de poços direcionais e horizontais de modo a ampliar a área de contato com o reservatório; e (iv) implementação ou aumento da recuperação secundária por injeção de fluidos como estratégia de manutenção de pressão do reservatório (como por exemplo, por meio de separação de frações de água próximo aos campos em produção e injeção da água produzida). O quadro abaixo preparado pela Companhia resume esta metodologia:



A redução de OPEX por barril se obterá pelo incremento de produção (decorrente do processo de revitalização dos campos) e da capitalização de sinergias, por exemplo, dos campos *offshore* de Aratum (Macau) com Pescada-Arabaiana.

Com respeito aos preços de venda de seus produtos, a Companhia já se encontra em processo de negociação para venda de gás a preços mais atrativos. Para o óleo, a Companhia possui contratos com a Petrobras, que estão em linha com os valores praticados no mercado internacional e refletem a qualidade do óleo médio de cada Polo. O desconto mínimo é de USD0,55 por barril e o desconto máximo é de USD6,5 por barril, sendo a maior parte do óleo vendida a descontos menores (o desconto médio ponderado pela produção atual de cada Polo é de aproximadamente USD 1,7 por barril).

Projeções Econômico-Financeiras - Metodologia

O Estudo de Viabilidade econômica da Companhia não deve ser considerado como um *valuation* (*Fair Market Value*) da Companhia nem dos ativos, nem da 3R ou Companhia.

A viabilidade econômica foi obtida realizando uma projeção dos fluxos de caixa individuais do conjunto dos ativos da Companhia, sem considerar sinergias potenciais nem benefícios impositivos.

Para homogeneizar os volumes de hidrocarbolíquidos, se tomaram os volumes 2P+2C para a confecção dos fluxos de caixa.

Para maiores detalhes, se referir aos relatórios de reservas e recursos veja o Anexo F deste Prospecto, constante da página 163.

Investimentos

● Polo Macau

O plano de desenvolvimento indica as seguintes atividades e custos associados:

Atividade	2C	Custo Unitário	Custo Total
Poços horizontais, direcionais ou sidetracks	17	6,00 MMUS$	102,2 MMUS$
Poços verticais	27	0,99 MMUS$	26,8 MMUS$
Workover ou Reativações	104	0,102 MMUS$	10,6 MMUS$

● Polo Fazenda Belém

O plano de desenvolvimento indica as seguintes atividades e custos associados:

Atividade	2C	Custo Unitário	Custo Total
Poços horizontais ou direcionais	103	1 MMUS$	103 MMUS$
Poços verticais	10	0,29 MMUS$	2,9 MMUS$
Workover ou Reativações	137	0,045 MMUS$	6,2 MMUS$

● Polo Rio Ventura

O plano de desenvolvimento indica as seguintes atividades e custos associados:

Atividade	2C	Custo Unitário	Custo Total
Poços horizontais ou direcionais	2	2,44 MMUS$	4,9 MMUS$
Poços verticais	32	0,88 MMUS$	28,2 MMUS$
Workover ou Reativações	193	0,15 MMUS$	29 MMUS$

● Polo Pescada-Arabaiana

Nos investimentos se considerou a perfuração e completação de 1 poço horizontal e de 1 *workover* de categoria 2C em 2025 incluindo custos de mobilização da plataforma.

Atividade	2C	Custo Unitário	Custo Total
Poço horizontal	1	35,9 MMUS$	35,9 MMUS$
Workover	1	11,6 MMUS$	11,6 MMUS$

Custos

● Polo Fazenda Belém

As despesas operacionais foram estimadas pela 3R com base em contratos de serviços futuros atualmente em negociação e incluem custos fixos associados ao contrato de operação de serviços de poços, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, SMS e despesas gerais por US$2,8 milhões por ano. O custo variável foi estimado em 10,4US$/bbl de óleo e inclui custos de extração, produtos químicos, eletricidade, transporte rodoviário e custos de gás associados ao processo de injeção de vapor.

Os custos de abandono estão estimados em 42,43MMUS$, líquidos do valor reembolsado pela Petrobras.

● Polo Rio Ventura

As despesas operacionais foram estimadas pela 3R com base em contratos de serviços futuros atualmente em negociação e incluem custos fixos associados ao contrato de operação de serviços de poço, equipamentos e materiais, despesas gerais, SMS e despesas gerais por US$4,16 milhões por ano. O custo variável foi estimado em 5,7US$/bbl de óleo e inclui custos de extração, produtos químicos, eletricidade e transporte.

Os custos de abandono estimados em 20,1MMUS$, líquidos do valor reembolsado pela Petrobras.

● Polo Pescada-Arabaiana

As despesas operacionais foram estimadas pela Companhia com base nos custos reais históricos e projetados e incluem custos fixos associados ao contrato de serviço de poços, equipamentos e materiais, despesas gerais, SMS e despesas gerais por US$3,0 milhões por ano. O custo variável foi estimado em 2,1US$/Boe (óleo e gás) e inclui custos de Operação e Transporte, entre outros.

Os custos de abandono estimados em 104,4MMUS$ serão suportados pela Petrobras graças ao "*Acordo de Compartilhamento de Custos de Descomissionamento*" que foi assinado entre Companhia e Petrobras por tanto não tem impacto no fluxo de caixa.

Para mais informações sobre o Estudo de Viabilidade, bem como suas "*Projeções Econômico-Financeiras- Resultados"*, constantes do item 7 do Estudo de Viabilidade, veja o Anexo F deste Prospecto, constante da página 163.

Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Reservas e Receitas referente ao Polo Macau

Em 30 de junho de 2020, da extensão e valor das reservas de petróleo e gás provadas, prováveis e possíveis em relação a determinados ativos localizados na Bacia Potiguar, Brasil, a SPE 3R declarou que detém participações nos ativos avaliados no relatório "*Report as of June 30, 2020 on Reserves and Revenue of Certain Fields in the Potiguar Basin, Brazil for SPE 3R Petroleum" preparado pela DeGolyer and MacNaughton*", constante do Apêndice III do Anexo F deste Prospecto, na página 163 deste Prospecto.

As estimativas das reservas foram preparadas usando-se princípios e técnicas geológicos, de engenharia de petróleo e de avaliação que estão em conformidade com as práticas geralmente aceitas reconhecidas pelo setor de petróleo e em conformidade com as definições estabelecias no PRMS. O método ou combinação de métodos usados na análise de cada reservatório foi ajustado pela experiência em reservatórios, estágio de desenvolvimento, qualidade e integralidade dos dados básicos e histórico de produção similares. Com base no atual estágio de desenvolvimento do campo, desempenho de produção, planos de desenvolvimento fornecidos pela SPE 3R e análises das áreas de compensação (*offset*) dos poços existentes com dados de teste e produção, as reservas foram categorizadas como provadas, prováveis e possíveis.

As estimativas de reservas não desenvolvidas provadas basearam-se nas oportunidades identificadas no plano de desenvolvimento fornecido pela SPE 3R. As reservas provadas não desenvolvidas e não produtivas incluem as quantidades associadas a zonas de reservas não explorar ou a serem recuperadas em área existentes (*behind-pipe)*, otimização da produção dos poços ativos e a reativação de poços fechados (*shut-in*), e incluem dispêndios de capital não significativos quando comparados com o custo de um poço novo.

A SPE 3R declarou que sua administração sênior está comprometida com os planos de desenvolvimento fornecidos pela SPE 3R e que a SPE 3R dispõe de capacidade financeira para executar esses planos de desenvolvimento, inclusive a perfuração e a completação dos poços e a instalação de equipamentos e instalações.

Para reservatórios do tipo depleção ou aqueles cujo desempenho revelou um declínio confiável nas tendências das taxas de produção ou outras características de diagnóstico, as reservas foram estimadas pela aplicação de curvas de declínio apropriadas ou outros relacionamentos de desempenho.

Na avaliação das reservas não produtivas e não desenvolvidas, uma análise do poço-tipo foi realizada usando dados de poços obtidos de reservatórios análogos para os quais dados de desempenho histórico mais completos estavam disponíveis.

A SPE 3R tem certeza razoável de que as extensões das concessões de todos os ativos serão obtidas. No Brasil, uma extensão de concessão de 27 anos é outorgada conforme determinado pela ANP caso determinadas condições sejam atendidas pela empresa que opera a concessão. A SPE 3R declara que atenderá as condições exigidas pela ANP para obter as extensões das concessões. As reservas foram estimadas apenas com relação aos limites de produção econômica definidos na seção "*Definição das Reservas*" do relatório, ou com relação à data de expiração das extensões de concessões informadas pela SPE 3R, o que ocorrer primeiro. Dados apresentados pela 3R Petroleum relativos a poços perfurados até 30 de junho de 2020 e disponibilizados para a presente avaliação foram usados para preparar as estimativas de reservas aqui apresentadas. Tais estimativas de reservas basearam-se na consideração de dados de produção mensal disponíveis apenas até 31 de maio de 2020.

As reservas estão associadas ao plano de desenvolvimento representado fornecido pela SPE 3R para todos os campos avaliados, denominados conjuntamente como Polo Macau. Quantidades incrementais sobre as reservas provadas associadas a melhor desempenho dos poços produtivos e sobre as reservas provadas e prováveis associadas às atividades incrementais foram consideradas na estimativa das reservas prováveis e possíveis dos campos avaliados no presente relatório.

As reservas provadas, prováveis e possíveis líquidas estimadas em 30 de junho de 2020 com relação aos ativos avaliados no presente relatório encontram-se resumidas a seguir, expressas em milhões de barris (103bbl) e em milhões de pés cúbicos (106ft3):

Reservas Líquidas:	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás à Venda ($106ft^3$)**	**Total (10^3boe)**	**Valor Presente a 10 por cento (10^3US$)**
Provadas.....				
Desenvolvidas produtivas	19.254,88	9.936,75	**20.911,01**	190.281,70
Desenvolvidas não produtivas	8.460,16	1.069,63	8.638,43	
Total - provadas desenvolvidas	27.715,04	11.006,38	29.549,44	300.554,51
Provadas não desenvolvidas	12.261,37	3.579,03	12.857,88	
Total – provadas	39.976,41	14.585,41	42.407,31	408.217,31
Prováveis	4.969,88	2.025,59	5.307,48	
Provadas mais Prováveis.....	**44.946,29**	**16.611,00**	**47.714,79**	**441.122,82**
Possíveis.....	5.429,68	567,85	5.524,32	
Provadas mais Prováveis mais Possíveis.....	50.375,97	17.178,85	53.239,11	492.441,93

Notas: As reservas de venda de gás aqui estimadas foram convertidas em petróleo equivalente usando um fator de energia equivalente de 6.000,00 pés cúbicos de gás por 1 barril de petróleo equivalente.

As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

As reservas foram estimadas apenas com relação aos limites de produção econômica definidos na seção "Definição das Reservas" do relatório, ou com relação às datas de expiração das extensões de concessões informadas pela SPE 3R, o que ocorrer primeiro.

Estima-se que as previsões técnicas projetadas e os limites econômicos estimados ocorram após as datas de expiração dos contratos de concessão. A SPE 3R declarou que atenderá as condições exigidas pela ANP para obter as extensões das concessões. Com base nessa declaração, e a pedido da SPE 3R, as reservas aqui avaliadas consideram as potenciais extensões das concessões.

Os valores das reservas prováveis e possíveis não foram ajustados ao risco para torná-los comparáveis aos valores associados às reservas provadas.

O fluxo de caixa apresentado não inclui qualquer taxa de assinatura (pagamento de bônus de entrada) para concessão de acesso seja à concessão atual ou à extensão da concessão atual.

Para mais informações sobre reservas e receitas referente ao Polo Macau, veja o Apêndice III do Anexo F deste Prospecto, na página 163 deste Prospecto.

Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Recursos Contigentes referente ao Polo Fazenda Belém

Conforme solicitado pela SPE 3R, a GaffneyCline realizou uma auditoria dos recursos contingentes dos campos de Fazenda Belém e Icapuí localizados em terra (*onshore*) na Bacia de Potiguar, estado do Ceará, Brasil, em 30 de junho de 2020, nos quais a 3R está em processo de aquisição de uma participação de 100% do detentor da licença atual, constante do Apêndice IV do Anexo F deste Prospecto, na página 163 deste Prospecto. O acesso final da 3R à concessão aguarda a aprovação da ANP.

Com base na análise realizada, todos os volumes cotados foram classificados como recursos contingentes economicamente viáveis, já que são projetos tecnicamente exequíveis, com fluxos de caixa positivos segundo condições razoáveis previstas, mas sujeitos a aprovação da ANP e a extensão do contrato de concessão atual, que expira em 30 de agosto de 2025.

Os volumes dos recursos contingentes C1, C2 e C3 apresentados no relatório poderiam ser designados e classificados como reservas da 3R em suas categorias equivalentes a 1P, 2P, 3P do PRMS, com base no mesmo plano de desenvolvimento descrito neste relatório e quando: (i) os direitos legais às atuais concessões forem transferidos da Petrobras à 3R; e (ii) os pedidos de extensão das concessões receberem aprovação final da ANP.

Para classificar os volumes cotados no presente relatório como reservas, a GaffneyCline realizará uma nova auditoria das reservas em nova data de vigência a ser acordada com a 3R. Os volumes de recursos contingentes cotados no presente relatório podem sofrer alterações em função de variações nos planos de desenvolvimento da 3R ou nas condições econômicas do mercado.

Para os fins do relatório, a GaffneyCline fez uso de dados técnicos e econômicos especificados pela 3R, incluindo, entre outros, perfis de poços, mapas geológicos, dados de teste e produção de poços, preços históricos, informações de custo e participações societárias no ativo.

Além dessas premissas, as estimativas baseiam-se em determinadas suposições, incluindo, entre outras, que os ativos serão desenvolvidos de forma consistente com os planos de desenvolvimento fornecidos a nós pela 3R.

As estimativas incluídas neste relatório foram preparadas em conformidade com as definições e diretrizes estabelecidas no PRMS.

Na opinião da GaffneyCline, as estimativas de Recursos Contingentes em 30 de junho de 2020 apresentadas abaixo são razoáveis, e a classificação e a categorização dos recursos contingentes são apropriadas e consistentes com as definições e diretrizes adotadas.

Demonstrativo de Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020, campos de Fazenda Belém e Icapuí

Petróleo Líquido (NRI)	Petróleo (MMbbl)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MM US$)
Total Provado + 1C	7,2	29,4
Total Provado + Provável + 2C	**12,8**	**61,9**
Total Provado + Provável + Possível + 3C	14,9	76,9

As reservas de **p**etróleo **l**íquido (NRI) representam a participação na receita líquida (*net interest revenue*) da 3R nos volumes que se estima serem recuperáveis comercialmente nos termos do plano de desenvolvimento pretendido. Os *royalties* são pagos à vista e não estão sujeitos a um potencial pagamento "em espécie"; portanto, os volumes líquidos não foram reduzidos em consideração aos royalties.

Bscf para Mmboe = 0,176724156

O fluxo de caixa apresentado não inclui qualquer taxa de assinatura (pagamento de bônus de entrada) para concessão de acesso seja à concessão atual ou à extensão da concessão atual.

Para mais informações sobre recursos contingentes do Polo Fazenda Belém, veja o Apêndice IV do Anexo F deste Prospecto, na página 299 deste Prospecto.

Sumário do Relatório de 4 de agosto de 2020 sobre Recursos Contigentes referente ao Polo Rio Ventura

Conforme solicitado pela SPE 3R, a GaffneyCline realizou uma auditoria dos recursos contingentes do Polo Rio Ventura localizado em terra (*onshore*) na Bacia de Potiguar, estado do Ceará, Brasil, em 30 de junho de 2020, nos quais a 3R está em processo de aquisição de uma participação de 100% do detentor da licença atual, constante do Apêndice V do Anexo F deste Prospecto, na página 163 deste Prospecto. O acesso final da 3R à concessão aguarda a aprovação da ANP.

A auditoria inclui os oito poços a seguir localizados no cluster de produção do Polo Rio Ventura: Água Grande, Bonsucesso, Pojuca, Río Pojuca, Pedrinhas, Tapiranga, Tapiranga Norte e Fazenda Alto das Pedras. Com base na análise realizada, todos os volumes cotados foram classificados como recursos contingentes economicamente viáveis, já que são projetos tecnicamente exequíveis, com fluxos de caixa positivos segundo condições razoáveis previstas, mas sujeitos a aprovação da ANP e a extensão do contrato de concessão atual, que expira em 30 de agosto de 2025.

Os volumes dos recursos contingentes C1, C2 e C3 apresentados no presente relatório poderiam ser designados e classificados como reservas da 3R em suas categorias equivalentes 1P, 2P, 3P do PRMS, com base no mesmo plano de desenvolvimento descrito no relatório: (i) os direitos legais às concessões atuais forem transferidas da Petrobras à 3R; e (ii) os pedidos de extensão das concessões receberem aprovação final da ANP.

Para classificar os volumes cotados no presente relatório como reservas, a GaffneyCline realizará uma nova auditoria das reservas em nova data de vigência a ser acordada com a 3R. Os volumes dos recursos contingentes cotados no presente relatório podem sofrer alterações em função de variações nos planos de desenvolvimento da 3R ou nas condições econômicas do mercado.

Para os fins do relatório, a GaffneyCline fez uso de dados técnicos e econômicos especificados pela 3R, incluindo, entre outros, perfis de poços, mapas geológicos, dados de teste e produção de poços, preços históricos, informações de custo e participações societárias no ativo.

Além dessas premissas, as estimativas baseiam-se em determinadas suposições, incluindo, entre outras, que os ativos serão desenvolvidos de forma consistente com os planos de desenvolvimento fornecidos a nós pela 3R.

As estimativas incluídas neste relatório foram preparadas em conformidade com as definições e diretrizes estabelecidas no PRMS.

Na opinião da GaffneyCline, as estimativas de recursos contingentes em 30 de junho de 2020 abaixo, e a classificação e a categorização dos recursos contingentes são apropriadas e consistentes com as definições e diretrizes adotadas.

Demonstrativo de Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020, campos do Polo Rio Ventura

Petróleo Líquido (NRI)	Oléo (MMbbl)	Gás (Bscf)	Total(MMbbl)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MM US$)
1C	14,1	8,6	**15,6**	52,7
2C	**8,2**	**6,8**	**9,4**	**146,9**
3C	22,3	15,4	**25,0**	356,8

As reservas de petróleo líquido (NRI) representam a participação na receita líquida (*net interest revenue*) da 3R nos volumes que se estima serem recuperáveis comercialmente nos termos do plano de desenvolvimento pretendido. Os royalties são pagos à vista e não estão sujeitos a um potencial pagamento “em espécie”; portanto, os volumes líquidos não foram reduzidos em consideração aos royalties.

Bscf para Mmboe = 0,176724156

Para mais informações sobre reservas e recursos contingentes do Polo Rio Ventura, veja o Apêndice V do Anexo F deste Prospecto, na página 163 deste Prospecto.

Sumário do Relatório de 6 de agosto de 2020 sobre Reservas e Recursos Contigentes referente aos campos Pescada-Arabaiana

Conforme solicitado pela OPOG, a GaffneyCline realizou uma auditoria das reservas e recursos contingentes dos campos de Pescada-Arabaiana localizados em alto mar (*offshore*) na Bacia Potiguar, Brasil, em 31 de julho de 2020, nos quais a OPOG apresentou deter uma participação operacional de 100%, constante do Apêndice VI do Anexo F deste Prospecto, na página 163 deste Prospecto.

Para os fins do relatório, a GaffneyCline fez uso de dados técnicos e econômicos especificados pela OPOG, incluindo, entre outros, perfis de poços, mapas geológicos, dados de teste e produção de poços, preços históricos, informações de custo e participações societárias no ativo.

Além dessas premissas, as estimativas da GaffneyCline se basearam em determinadas suposições, incluindo, entre outras, que os ativos serão desenvolvidos de forma consistente com os planos de desenvolvimento fornecidos a nós pela OPOG.

Os volumes dos recursos contingentes 1C, 2C e 3C apresentados no relatório poderiam ser designados e classificados como reservas da OPOG em suas categorias equivalentes 1P, 2P, 3P do PRMS, com base no plano de desenvolvimento descrito neste relatório e quando (i) os direitos legais às concessões atuais forem transferidas da Petrobras à 3R; e (ii) os pedidos de extensões das concessões receberem aprovação final da ANP.

Para classificar os volumes cotados no relatório como reservas, a GaffneyCline realizará uma nova auditoria das reservas em nova data de vigência a ser acordada com a OPOG. Os volumes de recursos contingentes cotados no relatório podem sofrer alterações em função de variações nos planos de desenvolvimento da OPOG ou nas condições econômicas do mercado.

As estimativas incluídas no relatório foram preparadas em conformidade com as definições e diretrizes estabelecidas no PRSM.

Com base na análise realizada, os volumes foram classificados como reservas dentro do período legal do contrato de concessão em vigor (o qual expira em 30 de agosto de 2025) ou como recursos contingentes economicamente viáveis após a expiração da concessão supondo-se a extensão da concessão.

Na opinião da GaffneyCline, as estimativas de reservas e recursos contingentes em 31 de julho de 2020 apresentadas abaixo são razoáveis, e a classificação e a categorização são apropriadas e consistentes com as definições e diretrizes assumidas.

Demonstrativo de Reservas mais Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020, campos de Pescada Arabaiana

Petróleo Líquido (NRI)	Petróleo (MMbbl)	Gas (Bscf)	Total (MMboe)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MM US$)
Total Provado + 1C	0,6	16,8	**3,6**	20,3
Total Provado + Provável + 2C	**5,4**	**55,8**	**15,3**	**63,3**
Total Provado + Provável + Possível + 3C	5,6	61,5	**16,5**	69,5

As reservas de petróleo líquido (NRI) representam a participação na receita líquida (*net interest revenue*) da OPOG nos volumes que se estima serem recuperáveis comercialmente nos termos do plano de desenvolvimento pretendido. Os royalties são pagos à vista e não estão sujeitos a um potencial pagamento “em espécie”; portanto, os volumes líquidos não foram reduzidos em consideração aos royalties.

Bscf para Mmboe = 0,176724156

O fluxo de caixa apresentado não inclui qualquer taxa de assinatura (pagamento de bônus de entrada) para concessão de acesso seja à concessão atual ou à extensão da concessão atual.

Para mais informações sobre reservas e recursos contingentes dos campos de Pescada-Arabaiana, veja o Apêndice VI do Anexo F deste Prospecto, na página 163 deste Prospecto.

SUMÁRIO DA OFERTA

O presente sumário não contém todas as informações que o potencial investidor deve considerar antes de investir nas Ações. O potencial investidor deve ler cuidadosa e atentamente todo este Prospecto, principalmente, as informações contidas nas seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações" nas páginas 31 e 89, *respectivamente, deste Prospecto e na seção "4. Fatores de Risco" do nosso Formulário de Referência, e nas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas, anexas a este Prospecto, para melhor compreensão das atividades da Companhia e da Oferta, antes de tomar a decisão de investir nas Ações.*

Ações	28.571.429 novas ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, a serem distribuídas no âmbito da Oferta, considerando as Ações Adicionais que poderiam ter sido, mas não foram, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, colocadas no âmbito da Oferta.
Ações em Circulação no Mercado após a Oferta (Free Float)	Antes da realização da Oferta não existiam ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação no mercado. Após a realização da Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares, estima-se que, aproximadamente, 28.571.429 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de aproximadamente 27,2% do capital social da Companhia, estarão em circulação no mercado. Considerando o exercício da Opção de Ações Suplementares, estima-se que, aproximadamente, 38.571.428 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de aproximadamente 33,5% do capital social da Companhia, estarão em circulação no mercado. Para mais informações, ver seção "Informações sobre a Oferta – Composição do Capital Social" na página 65 deste Prospecto.
Ações Adicionais	Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, a quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Suplementares) poderia ter sido, mas não foi, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, acrescida em até 20% (vinte por cento), ou seja, em até 5.714.285 novas ações ordinárias de emissão da Companhia.
Ações Suplementares	Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade de Ações inicialmente ofertada poderá ser acrescida de um lote suplementar de até 4.285.714 ações ordinárias de emissão da Companhia, em percentual equivalente a até 15% (quinze por cento) do total das Ações inicialmente ofertadas, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas, destinado, conforme opção a ser outorgada pela Companhia ao Agente Estabilizador, nos termos do Contrato de Colocação (conforme definido neste Prospecto), opção essa a ser exercida nos termos dos normativos aplicáveis, em especial, a Instrução CVM 400.
Agente Estabilizador ou BTG Pactual	Banco BTG Pactual S.A.
Agentes de Colocação Internacional	A XP Investments US, LLC, o BTG Pactual US Capital LLC, o Itau BBA USA Securities, Inc. e a Brasil Plural Securities LLC.

Anúncio de Encerramento O Anúncio de Encerramento da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., informando acerca do resultado final da Oferta, nos termos do artigo 29 da Instrução CVM 400, nos endereços indicados na seção "Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta" na página 87 deste Prospecto.

Anúncio de Início O Anúncio de Início da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., disponibilizado em 10 de novembro de 2020, informando acerca do início do Período de Colocação, nos termos do artigo 52 da Instrução CVM 400, nos endereços indicados na seção "Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta" na página 87 deste Prospecto.

Anúncio de Retificação Anúncio comunicando a eventual suspensão, cancelamento, revogação ou modificação da Oferta, ou ainda quando for verificada divergência relevante entre as informações constantes no Prospecto Preliminar e neste Prospecto Definitivo, que altere substancialmente o risco assumido pelo Investidor Não Institucional e pelo Investidor Institucional quando da sua decisão de investimento, a ser disponibilizado pela Companhia, pelos Coordenadores da Oferta, nos termos dos artigos 20 e 27 da Instrução CVM 400, nos endereços indicados na seção "Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta" na página 87 deste Prospecto.

Aprovações Societárias A realização da Oferta, mediante aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado previsto em seu estatuto social, com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, bem como seus termos e condições, a autorização para a administração da Companhia realizar a submissão do pedido de adesão da Companhia ao Novo Mercado e a alteração e consolidação de seu estatuto social de forma a adequá-lo ao Regulamento do Novo Mercado, foram aprovados em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 31 de agosto de 2020, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial, em 7 de outubro de 2020, sob o nº 00-2020/181422-6, e publicada no jornal Diário Comercial em 9 de outubro de 2020 e no DOERJ em 9 de outubro de 2020.

O Preço por Ação e o efetivo aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado em seu estatuto social, foram aprovados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 9 de novembro de 2020, cuja ata será devidamente registrada na Junta Comercial e publicada no jornal Valor Econômico na data de divulgação do Anúncio de Início e no DOERJ no dia útil subsequente a data de disponibilização do Anúncio de Início.

Atividade de Estabilização	O Agente Estabilizador, por intermédio da Corretora, poderá, a seu exclusivo critério, realizar atividades de estabilização do preço das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3, por um período de até 30 (trinta) dias contados da data de início da negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3, inclusive, observadas as disposições legais aplicáveis e o disposto no Contrato de Estabilização, o qual será previamente aprovado pela CVM e pela B3, nos termos do artigo 23, parágrafo 3º da Instrução CVM 400 e do item II da Deliberação CVM 476, antes da disponibilização do Anúncio de Início. Não existe obrigação por parte do Agente Estabilizador ou da Corretora de realizar operações de estabilização e, uma vez iniciadas, tais operações poderão ser descontinuadas a qualquer momento, observadas as disposições do Contrato de Estabilização. Assim, o Agente Estabilizador e a Corretora poderão escolher livremente as datas em que realizarão as operações de compra e venda das ações ordinárias de emissão da Companhia no âmbito das atividades de estabilização, não estando obrigados a realizá-las em todos os dias ou em qualquer data específica, podendo, inclusive, interrompê-las e retomá-las a qualquer momento, a seu exclusivo critério.
Aviso ao Mercado	Aviso ao Mercado da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. disponibilizado em 16 de outubro de 2020 e novamente disponibilizado em 23 de outubro de 2020, informando acerca de determinados termos e condições da Oferta, incluindo os relacionados ao recebimento de Pedidos de Reserva, conforme o caso, nos termos do artigo 53 da Instrução CVM 400, nos endereços indicados na seção “Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta” na página 87 deste Prospecto.
Capital Social	Até a realização da Oferta, o capital social da Companhia é de R$326.579.763,22 (trezentos e vinte e seis milhões, quinhentos e setenta nove mil, setecentos e sessenta três e reais e vinte e dois centavos) totalmente subscrito e integralizado, representado por 1.189.074 (um milhão, cento e oitenta e nove mil e setenta quatro) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Após a conclusão dos Eventos Societários e a realização da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares e considerando a destinação do montante de R$120.000.0001,80, o capital social da Companhia será de R$1.158.460.360,98, totalmente subscrito e integralizado, representado por 105.218.628 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames. Para informações adicionais sobre o Capital Social da Companhia após a Oferta favor consultar as Informações sobre a Oferta – Composição do Capital Social, a partir da página 65 deste Prospecto.
Contrato de Colocação	Contrato de Coordenação, Colocação e Garantia Firme de Liquidação de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., celebrado nesta data pela Companhia, pelos Coordenadores da Oferta e pela B3, na qualidade de interveniente anuente.
Contrato de Colocação Internacional	*Placement Facilitation Agreement*, contrato celebrado nesta data entre a Companhia e os Agentes de Colocação Internacional, a fim de regular os esforços de colocação das Ações pelos Agentes de Colocação Internacional junto a Investidores Estrangeiros, exclusivamente no exterior.

Contrato de Estabilização	Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., celebrado nesta data pela Companhia, pelo Agente Estabilizador, pela Corretora e, na qualidade de intervenientes anuentes, pelos demais Coordenadores da Oferta, o qual foi previamente submetido à análise e aprovação da CVM e da B3, nos termos do artigo 23, parágrafo 3º, da Instrução CVM 400 e do item II da Deliberação CVM 476.
Coordenadores da Oferta	A XP, o BTG Pactual, o Itaú BBA e a Genial, considerados em conjunto.
Corretora	BTG Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Cronograma Estimado da Oferta	Ver a seção "Informações sobre a Oferta – Cronograma Estimado da Oferta" na página 71 deste Prospecto.
Data de Liquidação	13 de novembro de 2020.
Data de Liquidação das Ações Suplementares	Data de liquidação física e financeira das Ações Suplementares, que ocorrerá dentro do prazo de 2 (dois) dias úteis contados a partir da data do eventual exercício da Opção de Ações Suplementares.
Destinação dos Recursos	Os recursos líquidos provenientes da Oferta serão destinados para: (a) potenciais aquisições de ativos da Petrobras; (b) pagamento das aquisições de ativos da Petrobras em curso; e (c) aumento da posição de caixa do principal ativo da Companhia, o Polo de Macau. Para mais informações, ver seção "Destinação dos Recursos", na página 109 deste Prospecto.
Fatores de Risco	Para uma descrição de certos fatores de risco relacionados à subscrição das Ações que devem ser considerados na tomada da decisão de investimento, os investidores devem ler as seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações", a partir das páginas 31 e 89 deste Prospecto, respectivamente, bem como os Fatores de Risco descritos no item "4. Fatores de Risco" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto, contido na página 661**,** para ciência dos riscos que devem ser considerados antes de investir nas Ações.

Garantia Firme de Liquidação

A garantia firme de liquidação a ser prestada pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, que consiste na obrigação de integralização na Data de Liquidação, da totalidade das Ações (sem considerar as Ações Suplementares) que, uma vez subscritas por investidores no mercado, não forem integralizadas por tais investidores, na proporção e até o limite individual da garantia firme prestada por cada um dos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, nos termos do Contrato de Colocação. Tal Garantia Firme de Liquidação, individual e não solidária, é vinculante a partir do momento em que cumulativamente, foi concluído o Procedimento de *Bookbuilding*, assinado o Contrato de Colocação e o Contrato de Colocação Internacional e cumpridas as condições neles previstas, concedido o registro da Companhia como companhia aberta sob a categoria "A" pela CVM, concedido o registro da Oferta pela CVM, disponibilizado o Anúncio de Início e disponibilizado o Prospecto Definitivo.

Caso as Ações efetivamente subscritas (sem considerar as Ações Suplementares) por investidores não sejam totalmente integralizadas por esses até a Data de Liquidação, cada Coordenador da Oferta, subscreverá e integralizará, de forma individual e não solidária, na Data de Liquidação, na proporção e até o limite individual indicado do Contrato de Colocação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (i) o número de Ações objeto da Garantia Firme de Liquidação prestada pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação, multiplicado pelo Preço por Ação; e (ii) o número de Ações (sem considerar as Ações Suplementares) efetivamente colocadas e liquidadas por investidores no mercado, multiplicado pelo Preço por Ação. A proporção estabelecida no Contrato de Colocação poderá ser realocada de comum acordo entre os Coordenadores da Oferta.

Não foi admitida distribuição parcial no âmbito da Oferta.

Para os fins do disposto no item 5 do Anexo VI, da Instrução CVM 400, em caso de exercício da Garantia Firme de Liquidação, caso os Coordenadores da Oferta, por si ou por suas afiliadas, nos termos do Contrato de Colocação, tenham interesse em revender tais Ações antes da divulgação do Anúncio de Encerramento, o preço de revenda dessas Ações será o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia, limitado ao Preço por Ação, sendo certo, entretanto, que o disposto neste parágrafo não se aplica às operações realizadas em decorrência das atividades de estabilização.

As Ações Suplementares não serão objeto de Garantia Firme de Liquidação.

Inadequação da Oferta	O investimento nas Ações representa um investimento de risco, pois é um investimento em renda variável e, assim, os investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos a perdas patrimoniais e riscos, inclusive aqueles relacionados às Ações, a Companhia, ao setor em que atua, aos seus acionistas e ao ambiente macroeconômico do Brasil, descritos neste Prospecto e no Formulário de Referência, e que devem ser cuidadosamente considerados antes da tomada de decisão de investimento. O investimento em Ações não é, portanto, adequado a investidores avessos aos riscos relacionados à volatilidade do mercado de capitais. Ainda assim, não há qualquer classe ou categoria de investidor que esteja proibida por lei de adquirir Ações ou com relação à qual o investimento em Ações seria, no entendimento da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, inadequado.
Informações Adicionais	O pedido de registro da Oferta foi protocolado pela Companhia e pelo Coordenador Líder perante a CVM em 31 de agosto de 2020, estando a presente Oferta sujeita a prévia aprovação e registro da CVM. É recomendada a todos os investidores a leitura deste Prospecto e do Formulário de Referência antes da tomada de qualquer decisão de investimento. Os investidores que desejarem obter exemplar deste Prospecto e do Formulário de Referência ou informações adicionais sobre a Oferta ou, ainda, a realização de reserva de Ações, deverão dirigir-se, a partir da data de disponibilização do Aviso ao Mercado, aos endereços e páginas da rede mundial da Companhia, das Instituições Participantes da Oferta e/ou da CVM. Mais informações sobre a Oferta poderão ser obtidas junto às Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados na seção “Informações Adicionais” na página 105 deste Prospecto.
Instituições Consorciadas	Determinadas instituições consorciadas autorizadas a operar no mercado de capitais brasileiro, credenciadas perante a B3, convidadas a participar da Oferta, exclusivamente, para efetuar esforços de colocação das Ações junto a Investidores Não Institucionais.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores da Oferta e as Instituições Consorciadas, quando referidos em conjunto.
Instrumentos de *Lock-up*	Acordos de restrição à venda de ações ordinárias de emissão da Companhia.
Investidores de Varejo	Investidores pessoas físicas e jurídicas residentes, domiciliados ou com sede no Brasil e clubes de investimento registrados na B3, nos termos da regulamentação em vigor, que não sejam considerados Investidores Institucionais, que realizarem pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta de Varejo *Lock-up* e da Oferta de Varejo Sem *Lock-up*, observados o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo. São os Investidores de Varejo Com *Lock-up* e os Investidores de Varejo Sem *Lock-up*, considerados em conjunto.

Investidores de Varejo Com *Lock-up*	Investidores de Varejo que realizaram pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta de Varejo *Lock-up* e que optaram por se comprometer com o *Lock-up* da Oferta de Varejo.
Investidores de Varejo Sem *Lock-up*	Investidores de Varejo que realizaram pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta de Varejo Sem *Lock-up* e que optaram por não se comprometer com o *Lock-up* da Oferta de Varejo.
Investidores Estrangeiros	Investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na *Rule* 144A do *Securities Act*, em operações isentas de registro nos Estados Unidos da América em conformidade com o *Securities Act*, e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, bem como nos termos de quaisquer outras regras federais e estaduais dos Estados Unidos da América sobre títulos e valores mobiliários e, nos demais países, que não os Estados Unidos da América e o Brasil, investidores que sejam considerados não residentes ou domiciliados nos Estados Unidos da América ou não constituídos de acordo com as leis desse país (*non U.S. Persons)*, em conformidade com o *Regulation S* editado pela SEC no âmbito do *Securities Act,* de acordo com a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados nos termos da Lei nº 4.131 ou da Resolução CMN nº 4.373 e da Instrução CVM 560.
Investidores Institucionais	Investidores Institucionais Locais e Investidores Estrangeiros, considerados em conjunto.
Investidores Institucionais Locais	Investidores pessoas físicas e jurídicas e clubes de investimento investidores pessoas físicas e jurídicas e clubes de investimento registrados na B3, que sejam considerados profissionais ou qualificados, nos termos da regulamentação da CVM em vigor, em qualquer caso, que não sejam considerados Investidores Não Institucionais, incluindo instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, companhias seguradoras, sociedades de capitalização, entidades abertas e fechadas de previdência complementar, fundos de investimento, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na B3, em todos os casos, residentes e domiciliados ou com sede no Brasil, inexistindo, para estes, valores mínimos ou máximos de investimento, nos termos da Instrução CVM 554.
Investidores Não Institucionais	Investidores de Varejo e Investidores Private, considerados em conjunto.

Investidores Private	Investidores pessoas físicas e jurídicas residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, e clubes de investimento registrados na B3, em todos os casos, que (i) sejam considerados investidores qualificados nos termos da regulamentação da CVM, (ii) que não sejam considerados Investidores de Varejo, e (iii) que realizem pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta do Segmento Private *Lock-up*, e/ou da Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up*, observados o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private. São os Investidores Private Com *Lock-up* e os Investidores Private Sem *Lock-up,* considerados em conjunto.
Investidores Private Com *Lock-up*	Investidores que poderiam ter realizado pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta do Segmento Private *Lock-up* e que puderam optar por se comprometer com o *Lock-up* do Segmento Private. Não houve alocação junto a Investidores Private Com Lock-up na Oferta.
Investidores Private Sem *Lock-up*	Investidores que realizaram pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up* e que optaram por não se comprometer com o *Lock-up* do Segmento Private.
***Lock-up* da Oferta de Varejo**	Os Investidores de Varejo Com *Lock-up* não poderão, pelo prazo de 45 (quarenta e cinco) dias contados da data de divulgação do Anúncio de Início, oferecer, vender, alugar (emprestar), contratar a venda, dar em garantia ou ceder ou alienar de outra forma ou a qualquer título, as Ações subscritas no âmbito da Oferta de Varejo *Lock-up.*
***Lock-up* do Segmento Private**	Caso tivesse havido alocação de Ações junto a Investidores Private Com *Lock-up*, estes não poderiam, pelo prazo de 90 (noveneta) dias contados da data de divulgação do Anúncio de Início, oferecer, vender, alugar (emprestar), contratar a venda, dar em garantia ou ceder ou alienar de outra forma ou a qualquer título, as Ações subscritas no âmbito da Oferta do Segmento Private *Lock-up.* Não houve alocação de Ações junto a Investidores Private com Lock-up no âmbito da Oferta.
Negociação na B3	As ações ordinárias de emissão da Companhia passarão a ser negociadas no Novo Mercado da B3, a partir do dia 12 de novembro de 2020. A Companhia e a B3 celebraram o Contrato de Participação no Novo Mercado, aderindo ao segmento especial de listagem do mercado de ações da B3 denominado Novo Mercado, regido pelo Regulamento do Novo Mercado, o qual estabelece regras de governança corporativa mais rigorosas que as disposições da Lei das Sociedades por Ações, particularmente em relação à transparência e proteção aos acionistas minoritários, o qual entrará em vigor após a divulgação do Anúncio de Início. As principais regras relativas ao Regulamento do Novo Mercado estão descritas de forma resumida na seção "12.12. – Práticas de Governança Corporativa" do Formulário de Referência.

Oferta	A distribuição pública primária de 28.571.429 Ações, a ser realizada no Brasil em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400, por intermédio dos Coordenadores da Oferta, incluindo esforços de colocação de Ações no exterior, a serem realizados pelos Agentes de Colocação Internacional para Investidores Estrangeiros que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo Banco Central e/ou pela CVM.
Oferta Institucional	Distribuição pública de Ações, no âmbito da Oferta, direcionada a Investidores Institucionais. Para mais informações veja a seção "Informações sobre à Oferta – Oferta Institucional", na página 79 deste Prospecto.
Oferta Não Institucional	Distribuição pública de Ações, no âmbito da Oferta, direcionada prioritariamente à colocação pública junto a Investidores Não Institucionais que tenham realizado Pedido de Reserva dentro do Período de Reserva. Para mais informações veja a seção "Informações sobre à Oferta – Oferta Não Institucional", a partir da página 73 deste Prospecto.
Oferta do Segmento Private	São as Ofertas do Segmento Private *Lock-up* e Segmento Private Sem *Lock-up*, consideradas em conjunto. O montante de 0,14% do total das Ações (considerando as Ações Suplementares), foi destinado à colocação pública para Investidores Private.
Oferta do Segmento Private *Lock-up*	Como não houve demanda de Investidores Private Com *Lock-up*, não houve alocação para Investidores Private Com *Lock-up*.
Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up*	Como a demanda de Investidores Private Sem *Lock-up* foi de 0,14% do total das Ações, tais pedidos foram atendidos, tendo alocação garantida.
Oferta de Varejo	São as Ofertas de Varejo *Lock*-up e de Varejo Sem *Lock-up*, consideradas em conjunto. O montante de 7,6% do total das Ações (considerando as Ações Suplementares), foi destinado à colocação pública para Investidores de Varejo.
Oferta de Varejo *Lock-up*	Como a demanda de Investidores de Varejo com *Lock-up* foi 1,37% do total das Ações, tais pedidos foram atendidos, tendo alocação garantida. Como não houve demanda suficiente para suprir a alocação mínima reservada para a Oferta do Segmento Private *Lock-up*, o montante máximo da Oferta de Varejo *Lock-up* poderia ter sido, mas não foi aumentado nos termos da Oferta do Segmento Private *Lock-up.*
Oferta de Varejo Sem *Lock-up*	Como a demanda de Investidores de Varejo Sem *Lock-up* foi 6,23% do total das Ações, tais pedidos foram atendidos, tendo alocação garantida.

Opção de Ações Suplementares	Opção para distribuição das Ações Suplementares, conforme previsto no artigo 24 da Instrução CVM 400, outorgada pela Companhia ao Agente Estabilizador, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas, a ser exercida nos termos dos normativos aplicáveis, em especial, a Instrução CVM 400. O Agente Estabilizador terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Colocação, inclusive, e por um período de até 30 (trinta) dias contados da data de início da negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3, inclusive, de exercer a Opção de Ações Suplementares, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação, por escrito, aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações seja tomada em comum acordo entre o Agente Estabilizador e os demais Coordenadores da Oferta quando da fixação do Preço por Ação. As Ações Suplementares não serão objeto de Garantia Firme de Liquidação.
Pedido de Reserva	Formulário específico, celebrado em caráter irrevogável e irretratável, destinado à subscrição das Ações no âmbito da Oferta de Não Institucional, preenchido pelos Investidores Não Institucionais ao realizarem solicitação de reservas antecipadas de Ações junto a uma única Instituição Consorciada.
Período de Colocação	Prazo de até 3 (três) dias úteis, contados a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início, que se iniciará em 10 de novembro de 2020 e se encerrará em 13 de novembro de 2020, para efetuar a colocação das Ações.
Período de Reserva	Período para os Investidores Não Institucionais efetuarem seus Pedidos de Reserva, com uma única Instituição Consorciada, de 23 de outubro de 2020, inclusive, a 6 de novembro de 2020, inclusive.
Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	Período para os Investidores Não Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas efetuarem seus Pedidos de Reserva, com uma única Instituição Consorciada, de 23 de outubro de 2020, inclusive, a 27 de outubro de 2020, inclusive, período este que antecederá em pelo menos 7 (sete) dias úteis à conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, sendo que nesse caso os Pedidos de Reserva realizados por Pessoas Vinculadas não estarão sujeitos a eventual cancelamento por excesso de demanda.
Pessoas Vinculadas	Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400 e do artigo 1º, inciso VI, da Instrução CVM 505, são consideradas pessoas vinculadas à Oferta os investidores que sejam (i) controladores ou administradores da Companhia ou outras pessoas da Companhia vinculadas à Oferta, bem como seus cônjuges ou companheiros, seus ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau; (ii) controladores ou administradores dos Coordenadores da Oferta e/ou dos Agentes de Colocação Internacional; (iii) empregados, operadores e demais prepostos dos Coordenadores da Oferta e/ou dos Agentes de Colocação Internacional diretamente envolvidos na estruturação da Oferta; (iv) agentes autônomos que prestem serviços aos Coordenadores da Oferta e/ou aos Agentes de Colocação Internacional, desde que diretamente envolvidos na Oferta; (v) demais profissionais que mantenham, com os Coordenadores da Oferta e/ou os Agentes de Colocação Internacional, contrato de prestação de serviços diretamente relacionados à atividade de intermediação ou de suporte operacional no âmbito da Oferta; (vi) sociedades controladas, direta ou indiretamente, pelos Coordenadores da Oferta e/ou pelos Agentes de Colocação Internacional, desde que

diretamente envolvidos na Oferta; (vii) sociedades controladas, direta ou indiretamente, por pessoas vinculadas aos Coordenadores da Oferta e/ou aos Agentes de Colocação Internacional, desde que diretamente envolvidos na Oferta; (viii) cônjuge ou companheiro e filhos menores das pessoas mencionadas nos itens (ii) a (v) acima; e (ix) clubes e fundos de investimento cuja maioria das cotas pertença a quaisquer das pessoas mencionadas nos itens (i) a (viii) acima, salvo se geridos discricionariamente por terceiros que não sejam quaisquer das pessoas mencionadas nos itens (i) a (viii) acima.

Prazo de Distribuição

Prazo para a distribuição das Ações, que terá início na data de disponibilização do Anúncio de Início e será encerrado na data de disponibilização do Anúncio de Encerramento, limitado ao prazo máximo de 6 (seis) meses, contados a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início, nos termos do artigo 18 da Instrução CVM 400.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, o Preço por Ação foi fixado em R$21,00.

O Preço por Ação foi calculado tendo como parâmetro as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade da demanda (por volume e preço) por Ações coletadas junto a Investidores Institucionais. A escolha do critério de determinação do Preço por Ação é justificada, na medida em que o preço de mercado das Ações a serem subscritas foi aferido de acordo com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentaram suas intenções de investimento no contexto da Oferta, e, portanto, não haverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações. Os Investidores Não Institucionais não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participaram do processo de determinação do Preço por Ação.

A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado a formação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas pode ter reduzido a liquidez das ações de emissão da Companhia no mercado secundário. Para mais informações, veja a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação” na página 93 deste Prospecto.

Procedimento de Bookbuilding	Procedimento de coleta de intenções de investimento realizado exclusivamente junto a Investidores Institucionais a ser realizado no Brasil pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação, e, no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, nos termos do Contrato de Colocação Internacional, em consonância com o disposto no artigo 23, parágrafo 1º, e no artigo 44, ambos da Instrução CVM 400. Os Investidores Não Institucionais não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participaram do processo de determinação do Preço por Ação. Foi aceita a participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, mediante a coleta de intenções de investimento, até o limite máximo de 20% (vinte por cento) das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares). Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, como não foi verificado excesso de demanda superior em 1/3 (um terço) à quantidade das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares), foi permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta, de Ações junto aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas. A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado a formação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas pode ter reduzido a liquidez das ações de emissão da Companhia no mercado secundário. Para mais informações, veja a seção "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação" na página 93 deste Prospecto. A vedação de colocação disposta no artigo 55 da Instrução CVM 400 não se aplica às eventuais instituições financeiras contratadas como formador de mercado, conforme previsto no parágrafo único do artigo 55. Os investimentos realizados pelas pessoas mencionadas no artigo 48 da Instrução CVM 400 para proteção (*hedge*) em operações com derivativos contratadas com terceiros, tendo as ações ordinárias de emissão da Companhia como referência são permitidas na forma do artigo 48 da Instrução CVM 400 e não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas no âmbito da Oferta para os fins do artigo 55 da Instrução CVM 400, desde que tais terceiros não sejam Pessoas Vinculadas. Recomenda-se aos potenciais investidores que leiam este Prospecto, em especial as seções "Fatores de Risco relacionados à Oferta e às Ações" e "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia", bem como o item "*4. Fatores de Risco*" do Formulário de Referência antes de tomar qualquer decisão de investir nas Ações.
Produto da Colocação da Oferta	A soma do Produto da Colocação da Oferta Base e do Produto da Colocação das Ações Suplementares.
Produto da Colocação da Oferta Base	O produto resultante da multiplicação entre (i) a quantidade total de Ações inicialmente ofertada, sem considerar as Ações Suplementares; e (ii) o Preço por Ação.
Produto da Colocação das Ações Suplementares	O produto resultante da multiplicação entre (i) o número total de Ações Suplementares efetivamente colocadas; e (ii) o Preço por Ação.

Público Alvo da Oferta	Os Investidores Não Institucionais e os Investidores Institucionais, considerados em conjunto.
Rateio Oferta de Varejo Lock-up	Como o total de Ações da Oferta de Varejo *Lock-up* objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo com *Lock-up* foi inferior ao montante mínimo de Ações da Oferta de Varejo *Lock-up*, não houve rateio, sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo *Lock-up*, de modo que as Ações remanescentes foram destinadas, a exclusivo critério e discricionariedade da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, aos Investidores de Varejo Sem *Lock-up* ou aos Investidores Institucionais, observado os limites previstos acima para a Oferta de Varejo.
Rateio Oferta de Varejo Sem *Lock-up*	Como o total de Ações da Oferta de Varejo Sem *Lock-up* objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo Sem *Lock-up* foi inferior ao montante mínimo de Ações da Oferta de Varejo, não houve rateio, sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo Sem *Lock-up*, de modo que as Ações remanescentes foram destinadas, a exclusivo critério e discricionariedade da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, aos Investidores de Varejo com *Lock-up* ou aos Investidores Institucionais, observado os limites previstos acima para a Oferta de Varejo.
Rateio Oferta do Segmento Private *Lock-up*	Como não houve demanda de Investidores Private Com Lock-up, não houve alocação para Investidores Private Com Lock-up.
Rateio Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up*	Como o total de Ações da Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up* objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Private Sem *Lock-up* foi inferior ao montante mínimo de Ações da Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up*, não houve rateio, sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva realizados por Investidores Private Sem *Lock-up*.
Restrição à Venda de Ações (*Lock-up*)	A Companhia, os membros da administração da Companhia e alguns acionistas obrigar-se-ão perante os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional a celebrar os Instrumentos de *Lock-Up*, pelo período de 180 (cento e oitenta) dias contados da data de disponibilização do Anúncio de Início e observadas as exceções previstas no Contrato de Colocação Internacional e/ou nos respectivos Instrumentos de *Lock-up*, por meio dos quais estes não poderão efetuar quaisquer das seguintes operações com relação a quaisquer Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*, sujeito a determinadas exceções: (i) ofertar, vender, contratar a venda, empenhar, emprestar, outorgar qualquer opção de compra, fazer um *short sale* ou de outro modo dispor ou outorgar qualquer direito ou ser responsável ou arquivar um *registration statement* conforme a legislação brasileira ou o *Securities Act* no que tange às ações ordinárias emitidas pela Companhia ou detidas pelo signatário, quaisquer opções ou *warrants* para comprar ou vender os quaisquer ações ordinárias conversíveis em ações ordinárias ou que represente o direito de receber valores mobiliários, direita ou indiretamente; (ii) celebrar qualquer contrato de swap, hedge ou qualquer acordo que transfira a outros, no todo ou em parte, quaisquer dos resultados econômicos decorrentes da titularidade dos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*; ou (iii) divulgar publicamente a intenção de efetuar qualquer operação especificada nos itens (i) e (ii). As vedações listadas acima não se aplicarão nas hipóteses de: (i) doações de boa-fé, desde que, antes de tal doação, o respectivo

	donatário comprometa-se por escrito a respeitar o prazo remanescente do período de *lock-up*; (ii) transferências a um trust em benefício direto ou indireto do próprio signatário do Instrumento de *Lock-up* e/ou de familiares imediatos do mesmo, desde que, antes de tal transferência, o trust comprometa-se por escrito a respeitar o prazo remanescente do período de *lock-up*; (iii) transferências a quaisquer coligadas (sociedades pertencentes ao mesmo grupo econômico) conforme definidas na *Rule 405* do *Securities Act*, dos signatários do Instrumento de *Lock-up*; (iv) transferências realizadas para fins de empréstimo de ações pelo signatário do Instrumento de *Lock-up* para um Coordenador da Oferta ou a qualquer instituição indicada por tal Coordenador da Oferta, de um determinado número de ações para fins de realização das atividades de estabilização do preço das Ações, nos termos do Contrato de Colocação e do Contrato de Estabilização; (v) dentre outras exceções acordadas no Contrato de Colocação Internacional.
Valores Mínimo e Máximo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo	O valor mínimo de pedido de investimento de R$3.000,00 e o valor máximo de pedido de investimento de R$1.000.000,00, por Investidor de Varejo.
Valores Mínimo e Máximo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private	O valor mínimo de pedido de investimento de R$1.000.000,00 e o valor máximo de pedido de investimento de R$10.000.000,00, por Investidor Private.
Valores Mínimo e Máximo do Pedido de Reserva	Valores Mínimo e Máximo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo e Valores Mínimo e Máximo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private, considerados em conjunto.
Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-Up*	Quaisquer ações ordinárias de emissão da Companhia ou quaisquer valores mobiliários conversíveis, exercíveis ou permutáveis por ações ordinárias de emissão da Companhia.
Valor Total da Oferta	R$600.000.009,00, com base no Preço por Ação, sem considerar as Ações Suplementares.

Composição do Capital Social

Até a realização da Oferta, o capital social da Companhia é de R$326.579.763,22 (trezentos e vinte e seis milhões, quinhentos e setenta nove mil, setecentos e sessenta três e reais e vinte e dois centavos) totalmente subscrito e integralizado, representado por 1.189.074 (um milhão, cento e oitenta e nove mil e setenta quatro) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Após a conclusão dos Eventos Societários e a realização da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares e considerando a destinação do montante de R$120.000.0001,80 à conta de capital social da Companhia, o capital social da Companhia será de R$1.158.460.360,98, totalmente subscrito e integralizado, representado por 105.218.628 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.

Com a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da Oferta, a Companhia incorporou a 3R e a sucedeu a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da 3R, ato no qual foi realizado ajuste contábil e societário para contemplar os efeitos da incorporação reversa acima detalhada, no valor de R$38.913.711,84. Para mais informações veja o item "*17.4 - Informações sobre reduções do capital social*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Nos termos do Estatuto Social, a Companhia fica autorizada a aumentar o capital social mediante deliberação do Conselho de Administração e independente de reforma estatutária, até o limite de 1.800.000.000 (um bilhão e oitocentos milhões) ações ordinárias por deliberação do Conselho de Administração, que fixará o preço e a quantidade de Ações a serem emitidas, bem como demais condições de subscrição/integralização dentro do capital autorizado, assim como a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia.

Os quadros abaixo indicam a composição do capital social da Companhia, integralmente subscrito e integralizado, na data deste Prospecto e a previsão da composição após a conclusão da Oferta, considerando os efeitos da eventual subscrição acima.

Na hipótese de colocação total das Ações, sem considerar as Ações Suplementares:

	Composição Atual[1]		Composição Após Eventos Societários[2]		Composição Após a Oferta	
Espécie e Classe das Ações	**Quantidade**	**Valor**	**Quantidade**	**Valor**	**Quantidade**	**Valor[3][4][5]**
		(em R$)		*(em R$)*		*(em R$)*
Ordinárias	1.189.074	326.579.763,22	76.647.199	678.460.353,78	105.218.628	1.158.460.360,98
Total	1.189.074	326.579.763,22	76.647.199	678.460.353,78	105.218.628	1.158.460.360,98

(1) Considerando o Grupamento das Ações. Para mais informações veja o item "*17.3 Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.
(2) Considerando a conclusão dos Eventos Societários. Para mais informações veja os itens "*6.3 Breve Histórico*" e "*15.8 Outras informações relevantes*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.
(3) Com base no Preço por Ação de R$21,00.
(4) Considerando a destinação do montante de R$120.000.0001,80 à conta de capital social da Companhia.
(5) Sem dedução das comissões e das despesas da Oferta, tributos e outras retenções. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Na hipótese de colocação total das Ações, considerando as Ações Suplementares:

	Composição Atual[1]		Composição Após Eventos Societários[2]		Composição Após a Oferta	
Espécie e Classe das Ações	**Quantidade**	**Valor**	**Quantidade**	**Valor**	**Quantidade**	**Valor[3][4][5]**
		(em R$)		*(em R$)*		*(em R$)*
Ordinárias	1.189.074	326.579.763,22	76.647.199	678.460.353,78	109.504.342	1.248.460.354,98
Total	1.189.074	326.579.763,22	76.647.199	678.460.353,78	109.504.342	1.248.460.354,98

(1) Considerando o Grupamento das Ações. Para mais informações veja o item "*17.3 Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.
(2) Considerando a conclusão dos Eventos Societários. Para mais informações veja os itens "*6.3 Breve Histórico*" e "*15.8 Outras informações relevantes*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.
(4) Com base no Preço por Ação de R$21,00.
(5) Considerando a destinação do montante de R$120.000.0001,80 à conta de capital social da Companhia.
(6) Sem dedução das comissões e das despesas da Oferta, tributos e outras retenções. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Principais Acionistas e Administradores

Os quadros abaixo indicam a quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia detidas por acionistas titulares de 5% (cinco por cento) ou mais de ações ordinárias de emissão da Companhia e pelos membros Administração, após a conclusão da Oferta.

Na hipótese de colocação total das Ações, sem considerar as Ações Suplementares:

	Antes da Oferta[1]		Após Eventos Societários[2]		Após a Oferta	
	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%
StarÔnix AG	1.189.074	100,0%	1.189.074	1,6%	1.189.074	1,1%
FIP 3R	0	0,0%	26.742.897	34,9%	26.742.897	25,4%
FIP Esmeralda	0	0,0%	23.517.759	30,7%	23.517.759	22,4%
DBO Energia	0	0,0%	14.716.262	19,2%	14.716.262	14,0%
BTG Pactual	0	0,0%	5.024.468	6,6%	5.024.468	4,8%
Administradores	0	0,0%	2.852.928	3,7%	2.852.928	2,7%
Outros	0	0,0%	2.603.811	3,4%	2.603.811	2,5%
Ações em tesouraria	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Ações em circulação	0	0,0%	0	0,0%	28.571.429	27,2%
Total	**1.189.074**	**100,0%**	**76.647.199**	**100,0%**	**105.218.628**	**100,0%**

(1) Considerando o Grupamento das Ações. Para mais informações veja o item "*17.3 Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.
(2) Considerando a conclusão dos Eventos Societários. Para mais informações veja os itens "*6.3 Breve Histórico*" e "*15.8 Outras informações relevantes*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Na hipótese de colocação total das Ações, considerando as Ações Suplementares:

	Antes da Oferta[1]		Após Eventos Societários[2]		Após a Oferta	
	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%
StarÔnix AG	1.189.074	100,0%	1.189.074	1,6%	1.189.074	1,1%
FIP 3R	0	0,0%	26.742.897	34,9%	26.742.897	24,4%
FIP Esmeralda	0	0,0%	23.517.759	30,7%	23.517.759	21,5%
DBO Energia	0	0,0%	14.716.262	19,2%	14.716.262	13,4%
BTG Pactual	0	0,0%	5.024.468	6,6%	5.024.468	4,6%
Administradores	0	0,0%	2.852.928	3,7%	2.852.928	2,6%
Outros	0	0,0%	2.603.811	3,4%	2.603.811	2,4%
Ações em tesouraria	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Ações em circulação	0	0,0%	0	0,0%	32.857.143	30,0%
Total	**1.189.074**	**100,0%**	**76.647.199**	**100,0%**	**109.504.342**	**100,0%**

(1) Considerando o Grupamento das Ações. Para mais informações veja o item "*17.3 Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.
(2) Considerando a conclusão dos Eventos Societários. Para mais informações veja os itens "*6.3 Breve Histórico*" e "*15.8 Outras informações relevantes*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

Para informações adicionais, os investidores devem ler o item "15. Controle e Grupo Econômico" do nosso Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto.

Quantidade, montante e recursos líquidos

A tabela, abaixo, apresenta a quantidade de Ações a ser emitida pela Companhia, sem considerar as Ações Suplementares:

Ofertantes	Quantidade	Montante[1][2]	Recursos Líquidos[1][3]
			(R$)
Companhia	28.571.429	600.000.009,00	555.727.675,21567.000.008,51
Total	**28.571.429**	**600.000.009,00**	**555.727.675,21567.000.008,51**

(1) Com base no Preço por Ação de R$21,00.
(2) Sem dedução das comissões e das despesas da Oferta, tributos e outras retenções. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.
(3) Com dedução das comissões e das despesas da Oferta, tributos e outras retenções. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações..

A tabela, abaixo, apresenta a quantidade de Ações a ser emitida pela Companhia, considerando as Ações Suplementares:

Ofertantes	Quantidade	Montante[1][2]	Recursos Líquidos[1][3]
			(R$)
Companhia	32.857.143	690.000.003,00	602.295.189,15
Total	**32.857.143**	**690.000.003,00**	**602.295.189,15**

(1) Com base no Preço por Ação de R$21,00.
(2) Sem dedução das comissões e das despesas da Oferta, tributos e outras retenções. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.
(3) Com dedução das comissões e das despesas da Oferta, tributos e outras retenções. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Descrição da Oferta

A Oferta consistirá na distribuição pública primária de, inicialmente, 28.571.429 novas ações ordinárias a serem emitidas pela Companhia, a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, sob coordenação dos Coordenadores da Oferta e contará com a participação de determinadas Instituições Consorciadas, convidadas a participar da Oferta, exclusivamente, para efetuar esforços de colocação das Ações junto a Investidores Não Institucionais, observado o disposto na Instrução CVM 400 e demais normativos aplicáveis, bem como os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado.

Serão também realizados, simultaneamente, pelos Agentes de Colocação Internacional, em conformidade com o Contrato de Colocação Internacional, esforços de colocação das Ações junto a Investidores Estrangeiros, que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados nos termos da Lei 4.131 ou da Resolução CMN 4.373 e da Instrução CVM 560, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC.

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, a quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Suplementares) poderia ter sido, mas não foi, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, acrescida em até 20% (vinte por cento), ou seja, em até 5.714.285 ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas.

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade de Ações inicialmente ofertada poderá ser acrescida de um lote suplementar em percentual equivalente a até 15% (quinze por cento), ou seja, em até 4.285.714 ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas, conforme opção a ser outorgada pela Companhia ao Agente Estabilizador, nos termos do Contrato de Colocação (conforme definido neste Prospecto), opção essa a ser exercida nos termos dos normativos aplicáveis, em especial, a Instrução CVM 400. o Agente Estabilizador terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Colocação, inclusive, e por um período de até 30 (trinta) dias contados da data de início da negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3, inclusive, de exercer a opção de Ações Suplementares, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação, por escrito, aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações seja tomada em comum acordo entre o Agente Estabilizador e os demais Coordenadores da Oferta quando da fixação do Preço por Ação. Conforme disposto no Contrato de Colocação, as Ações Suplementares não serão objeto de Garantia Firme de Liquidação.

As Ações (sem considerar as Ações Suplementares) serão colocadas pelas Instituições Participantes da Oferta em regime de Garantia Firme de Liquidação. As Ações que forem objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional, junto a Investidores Estrangeiros, serão obrigatoriamente subscritas e integralizadas no Brasil, em moeda corrente nacional, nos termos do artigo 19, parágrafo 4º, da Lei do Mercado de Capitais.

A Oferta foi registrada no Brasil junto à CVM, em conformidade com os procedimentos previstos na Instrução CVM 400. Exceto pelo registro na CVM, a Companhia e os Coordenadores da Oferta não pretendem registrar a Oferta ou as Ações nos Estados Unidos ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país. As Ações não poderão ser objeto de ofertas nos Estados Unidos ou a pessoas consideradas *U.S. Persons*, conforme definido no *Securities Act*, exceto se registradas na SEC ou de acordo com uma isenção de registro do *Securities Act*.

Aprovações Societárias

A realização da Oferta, mediante aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado previsto em seu estatuto social, com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, bem como seus termos e condições, a autorização para a administração da Companhia realizar a submissão do pedido de adesão da Companhia ao Novo Mercado e a alteração e consolidação de seu estatuto social de forma a adequá-lo ao Regulamento do Novo Mercado, foram aprovados em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 31 de agosto de 2020, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial, em 7 de outubro de 2020, sob o nº 00-2020/181422-6, e publicada no jornal Diário Comercial em 9 de outubro de 2020 e no DOERJ em 9 de outubro de 2020.

O Preço por Ação e o efetivo aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado em seu estatuto social, foram aprovados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 9 de novembro de 2020, cuja ata será devidamente registrada na Junta Comercial e publicada no jornal Valor Econômico na data de divulgação do Anúncio de Início e no DOERJ no dia útil subsequente.

Reserva de Capital

Os recursos líquidos da Oferta serão destinados à conta de capital social, sendo certo que 20% (vinte por cento), ou seja, R$120.000.0001,80, dos referidos recursos foram destinados à reserva de capital da Companhia.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, o Preço por Ação foi fixado em R$ 21,00.

O Preço por Ação foi fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

A escolha do critério de determinação do Preço por Ação é justificada, na medida em que o preço de mercado das Ações a serem subscritas foi aferido de acordo com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentaram suas intenções de investimento no contexto da Oferta, e, portanto, não haverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações. **Os Investidores Não Institucionais não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participaram do processo de determinação do Preço por Ação.**

Foi aceita a participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, mediante a coleta de intenções de investimento, até o limite máximo de 20% (vinte por cento) das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares). Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, como não foi verificado excesso de demanda superior em 1/3 (um terço) à quantidade das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares), foi permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta, de Ações junto aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas. **A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado a formação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas pode ter reduzido a liquidez das ações de emissão da Companhia no mercado secundário. Para mais informações, veja a seção "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação" na página 93 deste Prospecto.**

A vedação de colocação disposta no artigo 55 da Instrução CVM 400 não se aplica às eventuais instituições financeiras contratadas como formador de mercado, conforme previsto no parágrafo único do artigo 55. Os investimentos realizados pelas pessoas mencionadas no artigo 48 da Instrução CVM 400 para proteção (*hedge*) em operações com derivativos contratadas com terceiros, tendo as ações ordinárias de emissão da Companhia como referência são permitidas na forma do artigo 48 da Instrução CVM 400 e não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas no âmbito da Oferta para os fins do artigo 55 da Instrução CVM 400, desde que tais terceiros não sejam Pessoas Vinculadas.

Custos de Distribuição

As despesas com comissões da Oferta, taxas de registro junto à CVM e ANBIMA, custos B3 e outras despesas relacionadas, despesas de auditores, advogados, consultores, conforme descritas abaixo, serão arcadas pela Companhia.

Segue, abaixo, detalhamento dos custos estimados da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares:

Custos	**Valor total[1][4]**	**% em Relação ao Valor Total da Oferta[1][3][4]**	**Custo unitário por Ação[1]**	**% em Relação ao Preço por Ação[1]**
	(R$)		*(R$)*	
Comissão de Coordenação[5]	3.600.000,05	0,600%	0,13	0,600%
Comissão de Colocação[6]	10.800.000,16	1,800%	0,38	1,800%
Comissão de Garantia Firme[2][7]	3.600.000,05	0,600%	0,13	0,600%
Remuneração de Incentivo[8]	15.000.000,23	2,500%	0,53	2,500%
Total de Comissões	**33.000.000,50**	**5,500%**	**1,16**	**5,500%**
Impostos, Taxas e Outras Retenções	3.524.626,51	0,587%	0,12	0,587%
Taxa de Registro na CVM	317.314,36	0,053%	0,01	0,053%
Custos da B3	133.040,76	0,022%	0,00	0,022%
Taxa de Registro na ANBIMA	25.242,00	0,004%	0,00	0,004%
Despesas com Auditores	1.200.000,00	0,200%	0,04	0,200%
Despesas com Advogados e Consultores	5.301.333,44	0,884%	0,19	0,884%
Outras Despesas	770.776,22	0,128%	0,03	0,128%
Total de Despesas	**11.272.333,29**	**1,879%**	**0,39**	**1,879%**
Total de Comissões e Despesas[9]	**44.272.333,79**	**7,379%**	**1,55**	**7,379%**

(1) Com base no Preço por Ação de R$21,00.
(2) Sem considerar o exercício da opção de Ações Suplementares.
(3) Devida aos Coordenadores da Oferta.
(4) Os valores e percentuais apresentados refletem ajustes de arredondamento e, assim, os totais apresentados podem não corresponder à soma aritmética dos números que os precedem.
(5) Comissão de Coordenação, composta de 20% da Remuneração Base.
(6) Comissão de Colocação, composta de 60% da Remuneração Base.
(7) Comissão de Garantia Firme, composta de 20% da Remuneração Base.
(8) Comissão de Incentivo, composta de 2,5% da Remuneração Base. Considerando que a Remuneração de Incentivo é limitada a 2,5% sobre o Produto da Colocação da Oferta. A Remuneração de Incentivo atinente ao Produto da Colocação da Oferta Base será pago na Data de Liquidação; a Remuneração de Incentivo atinente ao Produto da Colocação das Ações Suplementares será pago na Data de Liquidação das Ações Suplementares. A Remuneração de Incentivo, conforme descrita no Contrato de Colocação, constitui parte estritamente discricionária da remuneração a ser paga aos Coordenadores da Oferta, que independe de parâmetros objetivos e será paga a exclusivo critério da Companhia utilizando como parâmetro a sua percepção acerca do resultado da Oferta.
(9) Incluídos os custos estimados com a apresentação para investidores (*roadshow*).

Segue, abaixo, detalhamento dos custos estimados da Oferta, considerando as Ações Suplementares:

Custos	Valor total[1][4]	% em Relação ao Valor Total da Oferta[1][3][4]	Custo unitário por Ação[1]	% em Relação ao Preço por Ação[1]
	(R$)		*(R$)*	
Comissão de Coordenação[5]	4.140.000,02	0,600%	0,13	0,600%
Comissão de Colocação[6]	12.420.000,05	1,800%	0,38	1,800%
Comissão de Garantia Firme[2][7]	4.140.000,02	0,600%	0,13	0,600%
Remuneração de Incentivo[8]	17.250.000,08	2,500%	0,53	2,500%
Total de Comissões	**37.950.000,17**	**5,500%**	**1,16**	**5,500%**
Impostos, Taxas e Outras Retenções	4.053.320,44	0,587%	0,12	0,587%
Taxa de Registro na CVM	317.314,36	0,046%	0,01	0,046%
Custos da B3	133.040,76	0,019%	0,00	0,019%
Taxa de Registro na ANBIMA	29.028,30	0,004%	0,00	0,004%
Despesas com Auditores	1.200.000,00	0,174%	0,04	0,174%
Despesas com Advogados e Consultores	5.301.333,44	0,768%	0,16	0,768%
Outras Despesas	770.776,22	0,112%	0,02	0,112%
Total de Despesas	**11.804.813,52**	**1,711%**	**0,36**	**1,711%**
Total de Comissões e Despesas[9]	**49.754.813,69**	**7,211%**	**1,51**	**7,211%**

(1) Com base no Preço por Ação de R$21,00.
(2) Considerando o exercício da opção de Ações Suplementares.
(3) Devida aos Coordenadores da Oferta.
(4) Os valores e percentuais apresentados refletem ajustes de arredondamento e, assim, os totais apresentados podem não corresponder à soma aritmética dos números que os precedem.
(5) Comissão de Coordenação, composta de 20% da Remuneração Base.
(6) Comissão de Colocação, composta de 60% da Remuneração Base.
(7) Comissão de Garantia Firme, composta de 20% da Remuneração Base.
(8) Comissão de Incentivo, composta de 2,5% da Remuneração Base. Considerando que a Remuneração de Incentivo é limitada a 2,5% sobre o Produto da Colocação da Oferta. A Remuneração de Incentivo atinente ao Produto da Colocação da Oferta Base será pago na Data de Liquidação; a Remuneração de Incentivo atinente ao Produto da Colocação das Ações Suplementares será pago na Data de Liquidação das Ações Suplementares. A Remuneração de Incentivo, conforme descrita no Contrato de Colocação, constitui parte estritamente discricionária da remuneração a ser paga aos Coordenadores da Oferta, que independe de parâmetros objetivos e será paga a exclusivo critério da Companhia utilizando como parâmetro a sua percepção acerca do resultado da Oferta.
(9) Incluídos os custos estimados com a apresentação para investidores (*roadshow*).

Além da remuneração devida pela Companhia às Instituições Participantes da Oferta, descrita acima, não há outra remuneração devida pela Companhia às Instituições Participantes da Oferta ou aos Agentes de Colocação Internacional, bem como não existe nenhum tipo de remuneração que dependa do Preço por Ação.

Instituições Participantes da Oferta

Os Coordenadores da Oferta, em nome da Companhia, convidarão as Instituições Consorciadas para participar da colocação das Ações para efetuar, exclusivamente, esforços de colocação das Ações junto a Investidores Não Institucionais (conforme abaixo definido).

Cronograma Estimado da Oferta

Segue abaixo um cronograma indicativo e tentativo das etapas da Oferta, informando seus principais eventos a partir do protocolo na CVM do pedido de registro da Oferta:

Ordem dos Eventos	Eventos	Datas previstas[(1)]
1.	Encerramento das apresentações para potenciais investidores (*roadshow)* Encerramento do Procedimento de *Bookbuilding* Fixação do Preço por Ação Aprovação do Preço por Ação pela Companhia Assinatura do Contrato de Colocação, do Contrato de Colocação Internacional e de outros contratos relacionados à Oferta	9 de novembro de 2020
2.	Disponibilização deste Prospecto Definitivo Concessão dos registros da Oferta pela CVM Disponibilização do Anúncio de Início	10 de novembro de 2020
3.	Início da negociação das Ações na B3 Início do Prazo de Exercício da Opção de Ações Suplementares	12 de novembro de 2020
4.	Data de Liquidação	13 de novembro de 2020
5.	Encerramento do prazo de exercício da opção de Ações Suplementares	14 de dezembro de 2020
6.	Data máxima de Liquidação das Ações Suplementares	16 de dezembro de 2020
7.	Data de Encerramento do Lock-up da Oferta de Varejo	28 de dezembro de 2020
8.	Data de Encerramento do Lock-up da Oferta do Segmento Private	10 de fevereiro de 2021
9.	Data máxima para Disponibilização do Anúncio de Encerramento	10 de maio de 2021

(1) Todas as datas futuras previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões, antecipações ou prorrogações a critério da Companhia e dos Coordenadores da Oferta. Qualquer modificação no cronograma da distribuição deverá ser comunicada à CVM e poderá ser analisada como modificação da Oferta, seguindo o disposto nos artigos 25 e 27 da Instrução CVM 400.

Foi admitido o recebimento de reservas, a partir da data indicada no Aviso ao Mercado, para subscrição das Ações que somente serão confirmadas pelo adquirente após o início do Prazo de Distribuição.

A Companhia e os Coordenadores da Oferta realizaram apresentações aos investidores (*roadshow*), no Brasil e no exterior, no período compreendido entre a data do Prospecto Preliminar e a presente data, na qual foi determinado o Preço por Ação.

Na hipótese de suspensão, cancelamento, modificação ou revogação da Oferta, este cronograma será alterado. Quaisquer comunicados ao mercado relativos a tais eventos relacionados à Oferta serão informados por meio de anúncio publicado nas páginas da rede mundial de computadores da Companhia, das Instituições Participantes da Oferta, da B3 e da CVM, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400, nos endereços indicados na seção "Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta" na página 87 deste Prospecto ("Anúncio de Retificação").

Procedimento da Oferta

O público alvo da Oferta consiste em Investidores Não Institucionais e Investidores Institucionais, conforme definidos abaixo:

(a) Investidores Não Institucionais:

Investidores de Varejo. investidores pessoas físicas e jurídicas residentes, domiciliados ou com sede no Brasil e clubes de investimento registrados na B3, que realizem pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta de Varejo *Lock-up* ("Investidores de Varejo com *Lock-up*"), e da Oferta de Varejo Sem *Lock-up* ("Investidores de Varejo Sem *Lock-up*", e, em conjunto com os Investidores de Varejo com *Lock-up*, os "Investidores de Varejo"), observados o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo;

Investidores Private. investidores pessoas físicas e jurídicas residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, e clubes de investimento registrados na B3, em todos os casos, que (i) sejam considerados investidores qualificados nos termos da regulamentação da CVM, (ii) que não sejam considerados Investidores de Varejo, e (iii) que puderam realizar pedidos de investimento durante o Período de Reserva no âmbito da Oferta do Segmento Private *Lock-up* ("Investidores Private com *Lock-up*"), e/ou da Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up* ("Investidores Private Sem *Lock-up*", e, em conjunto com os Investidores Private *Lock-up*, os "Investidores Private", e, em conjunto com os Investidores de Varejo, os "Investidores Não Institucionais"), observados o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private. Não houve alocação de Ações junto a Investidores Private Com Lock-up no âmbito da Oferta; e

(b) Investidores Institucionais: investidores pessoas físicas e jurídicas e clubes de investimento registrados na B3, que sejam considerados profissionais ou qualificados, nos termos da regulamentação da CVM em vigor, em qualquer caso, que não sejam considerados Investidores Não Institucionais, incluindo instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, companhias seguradoras, sociedades de capitalização, entidades abertas e fechadas de previdência complementar, fundos de investimento, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na B3, em todos os casos, residentes e domiciliados ou com sede no Brasil ("Investidores Institucionais Locais"), assim como os Investidores Estrangeiros (sendo estes, quando referidos em conjunto com os Investidores Institucionais Locais, os "Investidores Institucionais"), inexistindo, em qualquer dos casos, valores mínimos e máximos de investimento.

Para os fins da Oferta, e nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400 e do artigo 1º, inciso VI, da Instrução da CVM nº 505, de 27 de setembro de 2011, conforme alterada, são consideradas pessoas vinculadas à Oferta os investidores que sejam: (i) controladores e/ou administradores da Companhia e/ou outras pessoas vinculadas à Oferta, bem como seus cônjuges ou companheiros, seus ascendentes, descendentes e colaterais até o 2º grau; (ii) controladores e/ou administradores das Instituições Participantes da Oferta e/ou dos Agentes de Colocação Internacional; (iii) empregados, operadores e demais prepostos das Instituições Participantes da Oferta e/ou dos Agentes de Colocação Internacional diretamente envolvidos na estruturação da Oferta; (iv) agentes autônomos que prestem serviços às Instituições Participantes da Oferta e/ou aos Agentes de Colocação Internacional, desde que diretamente envolvidos na Oferta; (v) demais profissionais que mantenham, com as Instituições Participantes da Oferta e/ou com os Agentes de Colocação Internacional, contrato de prestação de serviços diretamente relacionados às atividades de intermediação ou de suporte operacional atinentes à Oferta; (vi) sociedades controladas, direta ou indiretamente, pelas Instituições Participantes da Oferta e/ou pelos Agentes de Colocação Internacional ou por pessoas a eles vinculadas, desde que diretamente envolvidos na Oferta; (vii) cônjuges ou companheiros, ascendentes, filhos menores e colaterais até o 2º grau das pessoas mencionadas nos itens (ii) a (v) acima; e (viii) clubes e fundos de investimento cuja maioria das cotas pertença a Pessoas Vinculadas, salvo se geridos discricionariamente por terceiros não vinculados ("Pessoas Vinculadas").

As Instituições Participantes da Oferta efetuarão a colocação pública das Ações no Brasil, em mercado de balcão não organizado, observado o disposto na Instrução CVM 400 e os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado, por meio de:

I. Uma oferta aos Investidores Não Institucionais, a ser realizada pelas Instituições Consorciadas, compreendendo:

(a) uma oferta aos Investidores Private, observado os termos descritos no item Oferta Não Institucional abaixo;

(b) uma oferta aos Investidores de Varejo, observado os termos descritos no item Oferta Não Institucional abaixo; e

II. Uma oferta aos Investidores Institucionais, realizada exclusivamente pelos Coordenadores da Oferta e pelos Agentes de Colocação Internacional.

Os Coordenadores da Oferta, com a anuência da Companhia, elaboraram plano de distribuição das Ações, nos termos do artigo 33, parágrafo 3º, da Instrução CVM 400 e do Regulamento do Novo Mercado, no que diz respeito ao esforço de dispersão acionária, o qual levou em conta a criação de uma base acionária diversificada de acionistas e relações da Companhia e dos Coordenadores da Oferta com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica dos Coordenadores da Oferta e/ou da Companhia, observado que os Coordenadores da Oferta assegurarão (i) a adequação do investimento ao perfil de risco de seus clientes; (ii) o tratamento justo e equitativo a todos os investidores; e (iii) o recebimento prévio, pelas Instituições Participantes da Oferta, dos exemplares dos Prospectos para leitura obrigatória, de modo que suas eventuais dúvidas possam ser esclarecidas junto aos Coordenadores da Oferta.

Oferta Não Institucional

A Oferta Não Institucional será realizada exclusivamente junto a Investidores Não Institucionais que realizaram solicitação de reserva antecipada mediante o preenchimento de formulário específico destinado à subscrição de Ações, em caráter irrevogável e irretratável, no âmbito da Oferta Não Institucional ("Pedido de Reserva") junto a uma única Instituição Consorciada, durante o período compreendido entre 23 de outubro de 2020, inclusive, e 6 de novembro de 2020, inclusive ("Período de Reserva"), ou, no caso de Investidores Não Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, durante o período compreendido entre 23 de outubro de 2020, inclusive, e 27 de outubro de 2020, inclusive, terminando em data que antecederá em pelo menos 7 dias úteis a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* ("Período de Reserva para Pessoas Vinculadas"), observados os Valores Mínimo e Máximo do Pedido de Reserva, nas condições descritas abaixo.

Os Investidores Não Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas puderam realizar Pedido de Reserva durante o Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, sendo que aqueles Investidores Não Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas que não realizaram seus Pedidos de Reserva durante o Período de Reserva para Pessoas Vinculadas terão seus Pedidos de Reserva cancelados em caso de excesso de demanda superior a um terço à quantidade de Ações inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400. Investidores Não Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas que realizaram seus Pedidos de Reserva no Período de Reserva para Pessoas Vinculadas não terão seus Pedidos de Reserva cancelados mesmo no caso de excesso de demanda superior a um terço das Ações inicialmente ofertadas.

No contexto da Oferta Não Institucional, o montante de 7,74% do total das Ações (considerando as Ações Suplementares) foi destinado à colocação pública para Investidores Não Institucionais que realizaram Pedido de Reserva, conforme o caso aplicável, de acordo com as condições ali previstas e o procedimento indicado neste item:

I. O montante de 0,14% do total das Ações (considerando as Ações Suplementares), foi destinado à colocação pública para Investidores Private, sendo certo que:

   (a) como não houve demanda de Investidores Private Com *Lock-up*, não houve alocação para Investidores Private Com Lock-up ("Oferta do Segmento Private *Lock-up*"); e

   (b) como a demanda de Investidores Private Sem *Lock-up* foi de 0,14% do total das Ações, tais pedidos foram atendidos, tendo alocação garantida, não tendo havido rateio ("Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up*" e, em conjunto com a Oferta do Segmento Private *Lock-up*, a "Oferta do Segmento Private").

II. O montante de 7,6% do total das Ações (considerando as Ações Suplementares), foi destinado à colocação pública para Investidores de Varejo, sendo certo que:

   (a) como a demanda de Investidores de Varejo com *Lock-up* foi de 1,37% do total das Ações e não tendo havido demanda suficiente para suprir a alocação mínima reservada para a Oferta do Segmento Private *Lock-up*, o montante máximo da Oferta de Varejo *Lock-up* poderia ter sido, mas não foi aumentado nos termos do item I(a) acima, tais pedidos foram atendidos, tendo alocação garantida e não tendo havido rateio ("Oferta de Varejo Lock-up"); e

(b) como a demanda de Investidores de Varejo Sem *Lock-up* foi de 6,23% do total das Ações, tais pedidos foram atendidos, tendo alocação garantida, não tendo havido rateio ("Oferta de Varejo Sem *Lock-up*" e, em conjunto com a Oferta de Varejo *Lock-up*, a "Oferta de Varejo", e, em conjunto com a Oferta do Segmento Private, a "Oferta Não Institucional").

No contexto da Oferta Não Institucional, observados (i) o valor mínimo de pedido de investimento de R$3.000,00 por Investidor de Varejo ("Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo"), (ii) o valor máximo de pedido de investimento de R$1.000.000,00 por Investidor de Varejo ("Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo"), (iii) o valor mínimo de pedido de investimento de R$1.000.000,00 por Investidor Private ("Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private") e (iv) o valor máximo de pedido de investimento de R$10.000.000,00 por Investidor Private ("Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private"), os Investidores Não Institucionais, a seu exclusivo critério, puderam aderir simultaneamente a mais de uma das modalidades da Oferta Não Institucional indicadas nos itens acima, devendo, para tanto, ter indicado e discriminado em seus respectivos Pedidos de Reserva os valores a serem alocados em cada modalidade de Oferta Não Institucional desejada, com uma única Instituição Consorciada.

Recomenda-se aos Investidores Não Institucionais interessados na realização dos Pedidos de Reserva que (i) leiam cuidadosamente os termos e as condições estipulados no Pedido de Reserva, sobretudo os procedimentos relativos à liquidação da Oferta e as informações constantes deste Prospecto e do Formulário de Referência, especialmente as seções "Sumário da Companhia – Principais fatores de risco da Companhia" e "Fatores de risco relacionados à Oferta e às Ações", a partir das páginas 31 e 89, respectivamente, deste Prospecto, bem como o item "4. Fatores de risco" do Formulário de Referência; (ii) verifiquem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de realizar seu Pedido de Reserva, se esta exigirá a manutenção de recursos em conta aberta e/ou mantida junto a ela para fins de garantia do Pedido de Reserva; (iii) entrem em contato com a Instituição Consorciada de sua preferência para obter informações mais detalhadas sobre o prazo estabelecido pela Instituição Consorciada para a realização do pedido de reserva ou, se for o caso, para a realização do cadastro na Instituição Consorciada, tendo em vista os procedimentos operacionais adotados por cada Instituição Consorciada; e (v) verifiquem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de preencher e entregar o seu pedido de reserva, a possibilidade de débito antecipado da reserva por parte da Instituição Consorciada. Os Investidores Não Institucionais interessados na realização do Pedido de Reserva deverão ler cuidadosamente os termos e condições estipulados nos respectivos Pedidos de Reserva, bem como as informações constantes deste Prospecto.

Oferta do Segmento Private

Investidores Private que adquiriram Ações no âmbito da Oferta do Segmento Private devem ter preenchido seu respectivo Pedido de Reserva com uma única Instituição Consorciada, observado o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private por Investidor Private.

Os Investidores Private que aderiram à Oferta Não Institucional não participaram do procedimento de *Bookbuilding,* e, portanto, não participaram da fixação do Preço por Ação.

Procedimento da Oferta do Segmento Private. Os Investidores Private devem ter observado, além das condições previstas nos Pedidos de Reserva, o procedimento abaixo:

(i) durante o Período de Reserva ou o Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, conforme o caso, cada um dos Investidores Private interessados em participar da Oferta deve ter realizado Pedido de Reserva, irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto nos incisos (iii), (v), (vi), (vii), (viii), (x), (xii), e (xiii) abaixo e no item Direitos, Vantagens e Restrições das Ações deste Prospecto;

(ii) os Investidores Não Institucionais que tivessem interesse em participar diretamente da Oferta do Segmento Private *Lock-up*, devem, necessariamente, ter indicado no Pedido de Reserva que estão de acordo com o *Lock-up* do Segmento Private, sob pena de ser considerado um Investidor da Oferta Private Sem *Lock-up* e não participar da Oferta do Segmento Private *Lock-up*;

(iii) os Investidores Private que realizaram Pedido de Reserva puderam estipular, no Pedido de Reserva, um preço máximo por Ação como condição de eficácia de seu Pedido de Reserva, sem necessidade de posterior confirmação, sendo que, caso o Preço por Ação fosse fixado em valor superior ao valor estabelecido pelo Investidor Private, o respectivo Pedido de Reserva seria automaticamente cancelado;

(iv) as Instituições Consorciadas somente atenderam Pedidos de Reserva realizados por Investidores Private titulares de conta nelas aberta ou mantida pelo respectivo investidor. Foi recomendado aos Investidores Private interessados na realização de Pedidos de Reserva que (a) lessem cuidadosamente os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva, especialmente os procedimentos relativos à liquidação da Oferta e as informações constantes do Prospecto Definitivo; (b) verificassem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, se essa, a seu exclusivo critério, exigiria a manutenção de recursos em conta nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva; e (c) entrassem em contato com a Instituição Consorciada de sua preferência para obter informações mais detalhadas sobre o prazo estabelecido pela Instituição Consorciada para a realização do Pedido de Reserva ou, se fosse o caso, para a realização do cadastro na Instituição Consorciada, tendo em vista os procedimentos operacionais adotados por cada Instituição Consorciada;

(v) os Investidores Private devem ter realizado seus Pedidos de Reserva no Período de Reserva, sendo que os Investidores Private que sejam Pessoas Vinculadas devem, necessariamente, ter indicado no Pedido de Reserva a sua condição de Pessoa Vinculada, sob pena de seu Pedido de Reserva ser cancelado pela Instituição Consorciada, observado ainda o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta do Segmento Private;

(vi) como não foi verificado excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações da Oferta Primária, não foi vedada a colocação de Ações aos Investidores Private que sejam Pessoas Vinculadas, não sendo os Pedidos de Reserva realizados por Investidores Private que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente cancelados;

(vii) como não houve alocação na Oferta do Segmento Private *Lock-up*, não houve rateio ("Rateio Oferta do Segmento Private *Lock-up*");

(viii) como o total de Ações da Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up* objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Private Sem *Lock-up* foi inferior ao montante mínimo de Ações da Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up*, não houve rateio, sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva realizados por Investidores Private Sem *Lock-up* ("Rateio Oferta do Segmento Private Sem *Lock-up*");

(ix) até as 16h do primeiro dia útil subsequente à data de divulgação do Anúncio de Início, foram informados a cada Investidor Private pela Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por fac-símile, telefone ou correspondência, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas, o Preço por Ação e o valor do respectivo investimento, sendo que, em qualquer caso, o valor do investimento foi limitado àquele indicado no respectivo Pedido de Reserva;

(x) até as 10h da Data de Liquidação, cada Investidor Private que tenha realizado Pedido de Reserva deve ter efetuado o pagamento, à vista e em recursos imediatamente disponíveis, em moeda corrente nacional, do valor indicado no inciso (ix) acima à Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva, caso o Investidor Private não tenha estipulado um preço máximo por Ação como condição de eficácia, do Preço por Ação multiplicado pelo número de Ações a eles alocadas, sob pena de, em não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva automaticamente cancelado; em caso de tal cancelamento automático, a Instituição Consorciada que tenha recebido o Pedido de Reserva deverá garantir a liquidação por parte do respectivo Investidor Private;

(xi) na Data de Liquidação, a Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva entregará, por meio da B3, as Ações alocadas ao respectivo Investidor Private que tenha realizado Pedido de Reserva, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Colocação, desde que tenha efetuado o pagamento previsto no item (x) acima;

(xii) caso (a) fosse verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e deste Prospecto Definitivo que alterasse substancialmente o risco assumido pelos Investidores Private ou a sua decisão de investimento, nos termos do artigo 45, parágrafo 4º, da Instrução CVM 400; (b) a Oferta fosse suspensa, nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 400; e/ou (c) a Oferta fosse modificada, nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, o Investidor Private poderia desistir do respectivo Pedido de Reserva devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva (1) até as 12h do quinto dia útil subsequente à data de disponibilização do Prospecto Definitivo, no caso da alínea (a) acima; e (2) até as 12h do quinto dia útil subsequente à data em que o Investidor Private for comunicado diretamente pela Instituição Consorciada sobre a suspensão ou a modificação da Oferta, nos casos das alíneas (b) e (c) acima. Adicionalmente, os casos das alíneas (b) e (c) acima foram imediatamente divulgados por meio de anúncio de retificação, nos mesmos veículos utilizados para divulgação do Aviso ao Mercado, da nova disponibilização do Aviso ao Mercado (com logotipo das Instituições Consorciadas) e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400. No caso da alínea (c) acima, após a divulgação do anúncio de retificação, a respectiva Instituição Consorciada deve ter se acautelado e se certificado, no momento do recebimento das aceitações da Oferta, de que o respectivo Investidor Private estava ciente de que a Oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições. Caso o Investidor Private não tenha informado sua decisão de desistência do Pedido de Reserva, nos termos deste inciso, o Pedido de Reserva foi considerado válido e o Investidor do Segmento Private deve efetuar o pagamento do valor do investimento. Caso o Investidor do Segmento Private já tenha efetuado o pagamento nos termos do inciso (x) acima e venha a desistir do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, os valores depositados serão devolvidos sem qualquer remuneração juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos eventualmente incidentes, no prazo de três dias úteis contados do pedido de cancelamento do respectivo Pedido de Reserva; e

(xiii) caso não haja conclusão da Oferta ou em caso de resilição do Contrato de Colocação ou de cancelamento ou revogação da Oferta, todos os Pedidos de Reserva serão cancelados e a Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva comunicará ao respectivo Investidor Private o cancelamento da Oferta, o que poderá ocorrer, inclusive, mediante divulgação de comunicado ao mercado. Caso o Investidor Private já tenha efetuado o pagamento nos termos do inciso (x) acima, os valores depositados serão devolvidos sem qualquer remuneração juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos eventualmente incidentes, no prazo de 3 (três) dias úteis contados da comunicação do cancelamento da Oferta.

Oferta de Varejo

Os Investidores de Varejo que subscreverem Ações no âmbito da Oferta de Varejo devem ter preenchido seu respectivo Pedido de Reserva com uma única Instituição Consorciada, observados o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo por Investidor de Varejo.

Os Investidores de Varejo que aderiram à Oferta não institucional não participaram do Procedimento de *Bookbuilding*, e, portanto, não participaram da fixação do preço por ação.

Procedimento da Oferta de Varejo. Os Investidores de Varejo devem ter observado, além das condições previstas nos Pedidos de Reserva, o procedimento abaixo:

(i) durante o Período de Reserva ou o Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, conforme o caso, cada um dos Investidores de Varejo interessados em participar da Oferta deve ter realizado Pedido de Reserva com uma única Instituição Consorciada, irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto nos incisos (iii), (v), (vi), (vii), (viii), (x), (xii), e (xiii) e no item Direitos, Vantagens e Restrições das Ações deste Prospecto;

(ii) os Investidores de Varejo que tivessem interesse em participar diretamente da Oferta de Varejo *Lock-up*, devem, necessariamente, ter indicado no Pedido de Reserva que estão de acordo com o *Lock-up* da Oferta de Varejo, sob pena de ser considerado um Investidor de Varejo Sem *Lock-up* e não participar da Oferta de Varejo *Lock-up*;

(iii) os Investidores de Varejo que decidiram participar diretamente da Oferta de Varejo puderam estipular, no Pedido de Reserva, um preço máximo por Ação como condição de eficácia de seu Pedido de Reserva, sem necessidade de posterior confirmação, sendo que, caso o Preço por Ação fosse fixado em valor superior ao valor estabelecido pelo Investidor de Varejo, o respectivo Pedido de Reserva seria automaticamente cancelado;

(iv) as Instituições Consorciadas somente atenderam Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo titulares de conta nelas aberta ou mantida pelo respectivo investidor. Foi recomendado aos Investidores de Varejo interessados na realização de Pedidos de Reserva que (a) lessem cuidadosamente os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva especialmente os procedimentos relativos à liquidação da Oferta e as informações constantes do Prospecto Definitivo; (b) verificassem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, se essa, a seu exclusivo critério, exigiria a manutenção de recursos em conta nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva; e (c) entrassem em contato com a Instituição Consorciada de sua preferência para obter informações mais detalhadas sobre o prazo estabelecido pela Instituição Consorciada para a realização do Pedido de Reserva ou, se fosse o caso, para a realização do cadastro na Instituição Consorciada, tendo em vista os procedimentos operacionais adotados por cada Instituição Consorciada;

(v) os Investidores de Varejo devem ter realizado seus Pedidos de Reserva no Período de Reserva, sendo que os Investidores de Varejo que sejam Pessoas Vinculadas devem, necessariamente, ter indicado no Pedido de Reserva a sua condição de Pessoa Vinculada, sob pena de seu Pedido de Reserva ser cancelado pela Instituição Consorciada, observado ainda o Valor Mínimo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo e o Valor Máximo de Pedido de Investimento na Oferta de Varejo;

(vi) como não foi verificado excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações da Oferta Primária, não foi vedada a colocação de Ações aos Investidores de Varejo que sejam Pessoas Vinculadas, não sendo os Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente cancelados;

(vii) como o total de Ações da Oferta de Varejo *Lock-up* objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo com *Lock-up* foi inferior ao montante mínimo de Ações da Oferta de Varejo *Lock-up*, não houve rateio, sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo *Lock-up*, de modo que as Ações remanescentes foram destinadas, a exclusivo critério e discricionariedade da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, aos Investidores de Varejo Sem *Lock-up* ou aos Investidores Institucionais, observado os limites previstos acima para a Oferta de Varejo ("Rateio Oferta de Varejo *Lock-up*");

(viii) como o total de Ações da Oferta de Varejo Sem *Lock-up* objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo Sem *Lock-up* foi inferior ao montante mínimo de Ações da Oferta de Varejo, não houve rateio, sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva realizados por Investidores de Varejo Sem *Lock-up*, de modo que as Ações remanescentes foram destinadas, a exclusivo critério e discricionariedade da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, aos Investidores de Varejo com *Lock-up* ou aos Investidores Institucionais, observado os limites previstos acima para a Oferta de Varejo ("Rateio Oferta de Varejo Sem *Lock-up*");

(ix) até as 16h do primeiro dia útil subsequente à data de divulgação do Anúncio de Início, foram informados a cada Investidor de Varejo pela Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por fac-símile, telefone ou correspondência, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas, o Preço por Ação e o valor do respectivo investimento, sendo que, em qualquer caso, o valor do investimento foi limitado àquele indicado no respectivo Pedido de Reserva;

(x) até as 10h da Data de Liquidação, cada Investidor de Varejo que tenha realizado Pedido de Reserva deverá efetuar o pagamento, à vista e em recursos imediatamente disponíveis, em moeda corrente nacional, do valor indicado no inciso (ix) acima à Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva, caso o Investidor de Varejo não tenha estipulado um preço máximo por Ação como condição de eficácia, do Preço por Ação multiplicado pelo número de Ações a ele alocadas, sob pena de, em não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva automaticamente cancelado; em caso de tal cancelamento automático, a Instituição Consorciada que tenha recebido o Pedido de Reserva deverá garantir a liquidação por parte do respectivo Investidor de Varejo;

(xi) na Data de Liquidação, a Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva entregará, por meio da B3, as Ações alocadas ao respectivo Investidor de Varejo que tenha realizado Pedido de Reserva de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Colocação, desde que tenha efetuado o pagamento previsto no inciso (x) acima;

(xii) caso (a) fosse verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e deste Prospecto Definitivo que alterasse substancialmente o risco assumido pelos Investidores de Varejo ou a sua decisão de investimento, nos termos do artigo 45, parágrafo 4º, da Instrução CVM 400; (b) a Oferta fosse suspensa, nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 400; e/ou (c) a Oferta fosse modificada, nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, o Investidor de Varejo poderia desistir do respectivo Pedido de Reserva devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva (1) até as 12h do quinto dia útil subsequente à data de disponibilização do Prospecto Definitivo, no caso da alínea (a) acima; e (2) até as 12h do quinto dia útil subsequente à data em que o Investidor de Varejo fosse comunicado diretamente pela Instituição Consorciada sobre a suspensão ou a modificação da Oferta, nos casos das alíneas (b) e (c) acima. Adicionalmente, os casos das alíneas (b) e (c) acima foram imediatamente divulgados por meio de anúncio de retificação, nos mesmos veículos utilizados para divulgação do Aviso ao Mercado, da nova disponibilização do Aviso ao Mercado (com logotipo das Instituições Consorciadas) e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400. No caso da alínea (c) acima, após a divulgação do anúncio de retificação, a respectiva Instituição Consorciada deve ter se acautelado e se certificado, no momento do recebimento das aceitações da Oferta, de que o respectivo Investidor de Varejo está ciente de que a Oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições. Caso o Investidor

de Varejo não tenha informado sua decisão de desistência do Pedido de Reserva, nos termos deste inciso, o Pedido de Reserva, foi considerado válido e o Investidor de Varejo deverá efetuar o pagamento do valor do investimento. Caso o Investidor de Varejo já tenha efetuado o pagamento nos termos do inciso (x) acima e venha a desistir do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, os valores depositados serão devolvidos sem qualquer remuneração juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos eventualmente incidentes, no prazo de três dias úteis contados do pedido de cancelamento do respectivo Pedido de Reserva; e

(xiii) caso não haja conclusão da Oferta ou em caso de resilição do Contrato de Colocação ou de cancelamento ou revogação da Oferta, todos os Pedidos de Reserva serão cancelados e a Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva comunicará ao respectivo Investidor de Varejo o cancelamento da Oferta, o que poderá ocorrer, inclusive, mediante divulgação de comunicado ao mercado. Caso o Investidor de Varejo já tenha efetuado o pagamento nos termos do inciso (x) acima, os valores depositados serão devolvidos sem qualquer remuneração juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos eventualmente incidentes, no prazo de três dias úteis contados da comunicação do cancelamento da Oferta.

***Lock-up* da Oferta de Varejo**

Os Investidores de Varejo com *Lock-up* não podem, pelo prazo de 45 dias contados da data de divulgação do Anúncio de Início, oferecer, vender, alugar (emprestar), contratar a venda, dar em garantia ou ceder ou alienar de outra forma ou a qualquer título, as Ações subscritas no âmbito da Oferta de Varejo *Lock-up* ("*Lock-up* da Oferta de Varejo"). Dessa forma, como condição para a participação na Oferta de Varejo *Lock-up*, cada Investidor de Varejo *Lock-up*, ao realizar seu Pedido de Reserva, autorizou seu agente de custódia na Central Depositária gerida pela B3 a depositar tais Ações para a carteira mantida pela Central Depositária gerida pela B3 exclusivamente para este fim. Em qualquer hipótese, tais Ações ficarão bloqueadas na Central Depositária gerida pela B3 até o encerramento do *Lock-up* da Oferta de Varejo. Não obstante o *Lock-up* da Oferta de Varejo, as Ações subscritas no âmbito da Oferta de Varejo poderão ser outorgadas em garantia da Câmara de Compensação e Liquidação da B3, caso as Ações venham a ser consideradas elegíveis para depósito de garantia, de acordo com os normativos da B3, independentemente das restrições mencionadas acima. Neste caso, a Câmara de Compensação e Liquidação da B3 estará autorizada a desbloquear as Ações subscritas no âmbito da Oferta de Varejo que foram depositadas em garantia para fins de excussão da garantia, nos termos dos normativos da B3.

Caso o preço de mercado das Ações venha a cair e/ou os Investidores de Varejo com *Lock-up* por quaisquer motivos venham a precisar de liquidez durante o período de *Lock-up* da Oferta de Varejo aplicável e tendo em vista a impossibilidade das Ações da Oferta de Varejo serem transferidas, emprestadas, oneradas, dadas em garantia ou permutadas, de forma direta ou indireta, tais restrições poderão causar-lhes perdas. Para maiores informações, veja a seção "Fatores de risco relacionados à Oferta e às Ações – Os Investidores de Varejo Lock-up ou Investidores Private Lock-up, diante da impossibilidade da transferir, emprestar, onerar, dar em garantia ou permutar, de forma direta ou indireta, a totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia de sua titularidade após a liquidação da Oferta, poderão incorrer em perdas em determinadas situações", na página 92 deste Prospecto.

Oferta Institucional

A Oferta Institucional foi realizada exclusivamente pelos Coordenadores da Oferta e pelos Agentes de Colocação Internacional junto a Investidores Institucionais.

Após o atendimento dos Pedidos de Reserva, até o limite estabelecido no item Oferta Não Institucional acima, as Ações remanescentes foram destinadas à colocação pública junto a Investidores Institucionais, por meio dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional, não sendo admitidas para tais Investidores Institucionais reservas antecipadas, inexistindo valores mínimo e máximo de investimento e assumindo cada Investidor Institucional a obrigação de verificar se está cumprindo os requisitos acima para participar da Oferta Institucional, para então apresentar suas intenções de investimento durante o Procedimento de *Bookbuilding*.

Como o número Ações objeto de intenções de investimento recebidas de Investidores Institucionais durante o Procedimento de *Bookbuilding*, na forma do artigo 44 da Instrução CVM 400, excedeu o total de Ações remanescentes após o atendimento dos Pedidos de Reserva, nos termos e condições descritos acima, tiveram prioridade no atendimento de suas respectivas intenções de investimento os Investidores Institucionais que, a critério da Companhia, dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional, levando em consideração o disposto no plano de distribuição, nos termos do parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400 e do Regulamento do Novo Mercado, melhor atendessem ao objetivo da Oferta de criar uma base diversificada de acionistas, formada por Investidores Institucionais com diferentes critérios de avaliação sobre as perspectivas da Companhia, seu setor de atuação e a conjuntura macroeconômica brasileira e internacional.

Até as 16h do primeiro dia útil subsequente à data de disponibilização do Anúncio de Início, os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional informaram aos Investidores Institucionais, por meio de seu endereço eletrônico ou, na sua ausência, por telefone, a quantidade de Ações alocadas e o valor do respectivo investimento. A entrega das Ações alocadas deverá ser efetivada na Data de Liquidação, mediante pagamento em moeda corrente nacional, à vista e em recursos imediatamente disponíveis, do valor resultante do Preço por Ação multiplicado pela quantidade de Ações alocadas, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Colocação.

A subscrição das Ações foi formalizada mediante preenchimento e assinatura do boletim de subscrição de ações, cujo modelo final foi previamente apresentado à CVM e que informa o Investidor Institucional sobre o procedimento para a entrega das Ações. As Ações que foram objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional, junto a Investidores Estrangeiros, foram obrigatoriamente subscritas e integralizadas no Brasil junto aos Coordenadores da Oferta, em moeda corrente nacional, por meio dos mecanismos previstos na Resolução CMN 4.373 e na Instrução CVM 560, ou na Lei 4.131.

Foi a participação de Investidores Institucionais que fossem Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, mediante a coleta de intenções de investimento, até o limite máximo de 20% das Ações inicialmente ofertadas. Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, como não foi verificado excesso de demanda superior a um terço das Ações inicialmente ofertadas, foi permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta, de Ações junto a Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, não sendo as ordens de investimento realizadas por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente canceladas.

A vedação de colocação disposta no artigo 55 da Instrução CVM 400 não se aplica às eventuais instituições financeiras contratadas como formador de mercado, conforme previsto no parágrafo único do artigo 55. Os investimentos realizados pelas pessoas mencionadas no artigo 48 da Instrução CVM 400 para proteção (*hedge*) em operações com derivativos contratadas com terceiros, tendo as ações ordinárias de emissão da Companhia como referência foram permitidas na forma do artigo 48 da Instrução CVM 400 e não foram considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas no âmbito da Oferta para os fins do artigo 55 da Instrução CVM 400, desde que tais terceiros não fossem Pessoas Vinculadas.

A participação de Investidores Institucionais que sejam pessoas vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação e o investimento nas ações por Investidores Institucionais que sejam pessoas vinculadas pode ter reduzido a liquidez das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado secundário. Para mais informações, veja a seção "Fatores de risco relacionados à oferta e às ações – A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação", na página 93 deste Prospecto.

Prazos da Oferta e Data de Liquidação

A data de início da Oferta será divulgada mediante disponibilização do Anúncio de Início, em 10 de novembro de 2020, nos termos do artigo 52 da Instrução CVM 400. O prazo para a distribuição das Ações será (i) de até 6 (seis) meses contados da data de disponibilização do Anúncio de Início, conforme previsto no artigo 18 da Instrução CVM 400; ou (ii) até a data de disponibilização do Anúncio de Encerramento, o que ocorrer primeiro.

As Instituições Participantes da Oferta terão o prazo de até 2 (dois) dias úteis, contados a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início, para efetuar a colocação das Ações. A liquidação física e financeira das Ações deverá ser realizada até o último dia do Período de Colocação, exceto com relação à distribuição das Ações Suplementares, cuja liquidação física e financeira ocorrerá dentro do prazo de até 2 (dois) dias úteis contados a partir da data do exercício da opção de Ações Suplementares. As Ações serão entregues aos respectivos investidores até as 16:00 horas da Data de Liquidação ou da Data de Liquidação das Ações Suplementares, conforme o caso.

O término da Oferta e seu resultado serão anunciados mediante a disponibilização do Anúncio de Encerramento, com data máxima estimada para 10 de maio de 2021, em conformidade com o artigo 29 da Instrução CVM 400.

As Ações que forem objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional, junto a Investidores Estrangeiros, serão obrigatoriamente subscritas e integralizadas no Brasil junto aos Coordenadores da Oferta, em moeda corrente nacional, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo BACEN e/ou pela CVM. Os Investidores Estrangeiros deverão realizar a subscrição das Ações por meio dos mecanismos previstos na Resolução CMN 4.373 e na Instrução CVM 560, ou na Lei 4.131.

Contrato de Colocação e Contrato de Colocação Internacional

O Contrato de Colocação celebrado pela Companhia e pelos Coordenadores da Oferta, tendo como interveniente anuente a B3. A Companhia contratou cada um dos Coordenadores da Oferta, sujeito aos termos e às condições do Contrato de Colocação, para realizar a Oferta das Ações, diretamente ou por meio das Instituições Consorciadas, em conformidade com as disposições da Instrução CVM 400 e observados os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado da B3.

Os Coordenadores da Oferta prestarão garantia firme de liquidação, conforme disposto no item “Informações sobre a Garantia Firme de Liquidação da Oferta”, na página 82 deste Prospecto.

Nos termos do Contrato de Colocação Internacional, celebrado na mesma data de celebração do Contrato de Colocação, os Agentes de Colocação Internacional realizarão os esforços de colocação das Ações no exterior.

O Contrato de Colocação e o Contrato de Colocação Internacional estabelecem que a obrigação dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional de efetuarem o pagamento pelas Ações está sujeita a determinadas condições, como a ausência de eventos adversos relevantes na Companhia e em seus negócios, a execução de certos procedimentos pelos auditores independentes da Companhia, entrega de opiniões legais pelos assessores jurídicos da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, bem como a assinatura de termos de restrição à negociação das Ações pela Companhia e pelos Administradores da Companhia, dentre outras providências necessárias.

De acordo com o Contrato de Colocação e com o Contrato de Colocação Internacional, a Companhia assumiu a obrigação de indenizar os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional em certas circunstâncias e contra determinadas contingências.

O Contrato de Colocação Internacional nos obriga a indenizar os Agentes de Colocação Internacional caso eles venham a sofrer perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes nos *Offering Memoranda*. O Contrato de Colocação Internacional possui declarações específicas em relação à observância de isenções das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos, as quais, se descumpridas, poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais. Em cada um dos casos indicados acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra a Companhia no exterior. Estes procedimentos no exterior, em especial nos Estados Unidos, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos Estados Unidos para o cálculo das indenizações devidas nestes processos. Se eventualmente a Companhia seja condenada em um processo no exterior em relação a incorreções relevantes ou omissões relevantes nos *Offering Memoranda*, se envolver valores elevados, tal condenação poderá ocasionar um impacto significativo e adverso na Companhia. Para informações adicionais, ver a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A realização desta oferta

pública de distribuição das Ações, com esforços de venda no exterior, poderá deixar a Companhia exposta a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior", na página 94 deste Prospecto.

O Contrato de Colocação estará disponível para consulta ou obtenção de cópia, a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início, nos endereços dos Coordenadores da Oferta indicados no item "Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta" que se encontra na página 87 deste Prospecto.

Informações sobre a Garantia Firme de Liquidação da Oferta

A garantia firme de liquidação a ser prestada pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, consiste na obrigação de integralização na Data de Liquidação, da totalidade das Ações (sem considerar as Ações Suplementares) que, uma vez subscritas por investidores no mercado, não forem integralizadas por tais investidores, na proporção e até o limite individual da garantia firme de liquidação prestada por cada um dos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, conforme indicado no item 2 do Anexo I do Contrato de Colocação ("Garantia Firme de Liquidação"). Tal Garantia Firme de Liquidação, individual e não solidária, é vinculante a partir do momento em que, cumulativamente, foi concluído o Procedimento de *Bookbuilding*, foram assinados o Contrato de Colocação e o Contrato de Colocação Internacional e cumpridas as condições neles previstas, foi concedido o registro da Companhia como companhia aberta sob a categoria "A" pela CVM, foi concedido o registro da Oferta pela CVM, disponibilizado o Anúncio de Início e disponibilizado o Prospecto Definitivo.

Caso as Ações efetivamente subscritas (sem considerar as Ações Suplementares) por investidores não sejam totalmente integralizadas por esses até a Data de Liquidação, cada Coordenador da Oferta subscreverá e integralizará, de forma individual e não solidária, na Data de Liquidação, na proporção e até o limite individual indicado do Contrato de Colocação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (i) o número de Ações objeto da Garantia Firme de Liquidação prestada pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação, multiplicado pelo Preço por Ação; e (ii) o número de Ações (sem considerar as Ações Suplementares) efetivamente colocadas e liquidadas por investidores no mercado, multiplicado pelo Preço por Ação.

Não foi admitida distribuição parcial no âmbito da Oferta.

O Contrato de Colocação estará disponível para consulta e obtenção de cópias junto aos Coordenadores da Oferta e à CVM, a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início, nos endereços indicados na página 87 deste Prospecto.

Para os fins do disposto no item 5 do Anexo VI, da Instrução CVM 400, em caso do exercício de Garantia Firme Liquidação, caso os Coordenadores da Oferta, por si ou por suas afiliadas, nos termos do Contrato de Colocação, tenham interesse em revender tais Ações antes da divulgação do Anúncio de Encerramento, o preço de revenda dessas Ações será o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia, limitados ao Preço por Ação, sendo certo, entretanto, que o disposto neste parágrafo não se aplica às operações realizadas em decorrência das atividades de estabilização previstas abaixo.

Segue abaixo relação das Ações (sem considerar as Ações Suplementares) que, caso alocadas à Oferta, serão objeto de garantia firme prestada por cada Coordenador da Oferta:

Coordenador da Oferta	**Quantidade**	**Percentual**
		(%)
Coordenador Líder	8.571.429	30,0%
BTG Pactual	8.571.429	30,0%
Itaú BBA	8.571.429	30,0%
Genial	2.857.144	10,0%
Total	28.571.429	100,0%

A proporção prevista acima poderá ser realocada de comum acordo entre os Coordenadores da Oferta.

Contrato de Estabilização

O Agente Estabilizador, por intermédio da Corretora, após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, poderá, a seu exclusivo critério, realizar atividades de estabilização do preço das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3 no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data de início da negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na B3, inclusive, observadas as disposições legais aplicáveis e o disposto no Contrato de Estabilização, o qual será previamente aprovado pela CVM e pela B3, nos termos do artigo 23, parágrafo 3º da Instrução CVM 400 e do item II da Deliberação CVM 476, antes da disponibilização do Anúncio de Início.

Não existe obrigação por parte do Agente Estabilizador ou da Corretora de realizar operações de estabilização e, uma vez iniciadas, tais operações poderão ser descontinuadas a qualquer momento, observadas as disposições do Contrato de Estabilização. Assim, o Agente Estabilizador e a Corretora poderão escolher livremente as datas em que realizarão as operações de compra e venda das ações ordinárias de emissão da Companhia no âmbito das atividades de estabilização, não estando obrigados a realizá-las em todos os dias ou em qualquer data específica, podendo, inclusive, interrompê-las e retomá-las a qualquer momento, a seu exclusivo critério.

O Contrato de Estabilização estará disponível para consulta e obtenção de cópias junto ao Agente Estabilizador e à CVM a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início nos endereços indicados no item “Informações Adicionais” na página 88 deste Prospecto.

Negociação das Ações na B3

As ações ordinárias de emissão da Companhia passarão a ser negociadas no Novo Mercado da B3 a partir do dia 12 de novembro de 2020, sob o código “**RRRP3**”.

A Companhia e a B3 celebraram o Contrato de Participação no Novo Mercado, aderindo ao segmento especial de listagem do mercado de ações da B3 denominado Novo Mercado, regido pelo Regulamento do Novo Mercado, o qual estabelece regras de governança corporativa mais rigorosas que as disposições da Lei das Sociedades por Ações a serem observadas pela Companhia, particularmente em relação à transparência e proteção aos acionistas minoritários, o qual entrará em vigor após a divulgação do Anúncio de Início. As principais regras relativas ao Regulamento do Novo Mercado estão descritas de forma resumida na seção “12.12. – Práticas de Governança Corporativa” do Formulário de Referência.

A adesão da Companhia ao Novo Mercado está sujeita à conclusão da Oferta, sendo que, no caso de suspensão ou cancelamento da Oferta, as ações ordinárias da Companhia não serão negociadas em bolsa de valores.

Para informações adicionais sobre a negociação das Ações na B3, consulte uma das Instituições Participantes da Oferta.

Recomenda-se a leitura deste Prospecto e do Formulário de Referência para informações adicionais sobre a Companhia, incluindo seu setor de atuação, suas atividades e situação econômica e financeira, e os fatores de risco que devem ser considerados antes da decisão de investimento nas Ações.

As principais regras relativas ao Regulamento do Novo Mercado encontram-se resumidas na seção “12.12 – Outras Informações Relevantes” do Formulário de Referência da Companhia, anexo a este Prospecto, e no Regulamento do Novo Mercado.

Direitos, Vantagens e Restrições das Ações

As Ações conferirão aos seus titulares os direitos, vantagens e restrições conferidos a titulares de ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos previstos em seu estatuto social, na Lei das Sociedades por Ações e no Regulamento do Novo Mercado, conforme vigentes nesta data, dentre os quais se destacam os seguintes:

(a) direito de voto nas assembleias gerais da Companhia, sendo que cada ação ordinária corresponde a um voto;

(b) observadas as disposições aplicáveis da Lei das Sociedades por Ações, direito ao dividendo mínimo obrigatório, em cada exercício social, não inferior a 0,001% (um milésimo por cento) do lucro líquido de cada exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, e dividendos adicionais eventualmente distribuídos por deliberação da assembleia geral ou pelo conselho de administração;

(c) no caso de liquidação da Companhia, direito a participar do acervo da Companhia, na proporção da sua participação no capital social, nos termos do artigo 109, inciso ii, da Lei das Sociedades por Ações;

(d) fiscalização da gestão da Companhia, nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações;

(e) direito de preferência na subscrição de novas ações, na proporção da sua participação no capital social da Companhia, conforme conferido pelo artigo 109, inciso IV, da Lei das Sociedades por Ações, observado o disposto nos termos dos artigos 171 e 172 da Lei das Sociedades por Ações;

(f) direito de alienar as ações ordinárias de emissão da Companhia em oferta pública de aquisição de ações, nas mesmas condições asseguradas ao(s) acionista(s) controlador(es) e de forma a lhe assegurar tratamento igualitário àquele dado aos acionistas controladores, no caso de alienação, direta ou indireta, a título oneroso do controle sobre a Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, observadas as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado;

(g) direito de alienar as ações ordinárias de emissão da Companhia em oferta pública de aquisição de ações a ser realizada pela Companhia ou por seu(s) acionista(s) controlador(es), em caso de cancelamento do registro de companhia aberta ou de cancelamento de listagem das ações ordinárias de emissão da Companhia no Novo Mercado, por, no mínimo, obrigatoriamente, seu valor econômico, apurado mediante laudo de avaliação elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independente quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e/ou acionistas controladores;

(h) direito ao recebimento de dividendos integrais e demais distribuições pertinentes às ações ordinárias que vierem a ser declarados pela Companhia a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início; e

(i) todos os demais benefícios conferidos aos titulares das ações ordinárias pela Lei das Sociedades por Ações, pelo Regulamento do Novo Mercado e pelo estatuto social da Companhia.

Para mais informações sobre os direitos, vantagens e restrições das ações ordinárias de emissão da Companhia, veja a seção “18. Valores Mobiliários” do Formulário de Referência.

Violações de Normas de Conduta e Cancelamento dos Pedidos de Reserva

Na hipótese de haver descumprimento e/ou indícios de descumprimento, por quaisquer das Instituições Consorciadas, de qualquer das obrigações previstas nos respectivos termos de adesão ao Contrato de Colocação, na carta-convite ou em qualquer contrato celebrado no âmbito da Oferta, ou, ainda, de qualquer das normas de conduta previstas na regulamentação aplicável no âmbito da Oferta, incluindo, sem limitação, as normas previstas na Instrução CVM 400, especialmente as normas referentes ao período de silêncio, condições de negociação com as ações ordinárias de emissão da Companhia, emissão de relatórios de pesquisa e de marketing da Oferta, conforme previsto no artigo 48 da Instrução CVM 400, tal Instituição Consorciada, a critério exclusivo dos Coordenadores da Oferta e sem prejuízo das demais medidas por eles julgadas cabíveis: (i) deixará de integrar o grupo de instituições financeiras responsáveis pela colocação das Ações no âmbito da Oferta, pelo que serão cancelados todos os Pedidos de Reserva ou boletins de subscrição que tenha recebido e deverá informar imediatamente aos respectivos investidores sobre referido cancelamento, devendo ser restituídos integralmente, por tal Instituição Consorciada, aos respectivos investidores os valores eventualmente dados em contrapartida às Ações, no prazo de até 3 (três) dias úteis contados da data de divulgação do descredenciamento da Instituição Consorciada, sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso dos custos incorridos em razão do depósito, e com dedução, se for o caso, de quaisquer tributos, eventualmente incidentes; (ii) arcará

integralmente com quaisquer custos e prejuízos relativos à sua exclusão como Instituição Participante da Oferta, incluindo custos com publicações, indenizações decorrentes de eventuais condenações judiciais em ações propostas por investidores por conta do cancelamento, honorários advocatícios e demais custos perante terceiros, inclusive custos decorrentes de demandas de potenciais investidores;(iii) indenizará, manterá indene e isentará os Coordenadores da Oferta, suas afiliadas e respectivos administradores, acionistas, sócios, funcionários e empregados, bem como os sucessores e cessionários dessas pessoas por toda e qualquer perda que estes possam incorrer; e (iv) poderá ser suspenso, por um período de 6 (seis) meses contados da data da comunicação da violação, de atuar como instituição intermediária em ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários sob a coordenação de quaisquer dos Coordenadores da Oferta. A Instituição Consorciada a que se refere este item deverá informar imediatamente, sobre o referido cancelamento, os investidores de quem tenham recebido Pedido de Reserva ou boletim de subscrição. Os Coordenadores da Oferta não serão, em hipótese alguma, responsáveis por quaisquer prejuízos causados aos investidores que tiverem seus Pedidos de Reserva ou boletins de subscrição cancelados por força do descredenciamento da Instituição Consorciada.

Instituição Financeira Responsável pela Escrituração das Ações

A instituição financeira contratada para a prestação dos serviços de escrituração das ações ordinárias de emissão da Companhia é a Itaú Corretora de Valores S.A.

Formador de Mercado

Em conformidade com o disposto no Código ANBIMA, os Coordenadores da Oferta recomendaram à Companhia a contratação de instituição para desenvolver atividades de formador de mercado em relação às Ações. No entanto, não houve e não haverá contratação de formador de mercado para a Oferta.

Restrições à Negociação das Ações (*Lock-up*)

A Companhia, os membros da administração da Companhia e alguns acionistas obrigar-se-ão perante os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional a celebrar os Instrumentos de *Lock-Up*, pelo período de 180 (cento e oitenta) dias contados da data de disponibilização do Anúncio de Início e observadas as exceções previstas no Contrato de Colocação Internacional e/ou nos respectivos Instrumentos de *Lock-up*, por meio dos quais estes não poderão efetuar quaisquer das seguintes operações com relação a quaisquer Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*, sujeito a determinadas exceções: (i) ofertar, vender, contratar a venda, empenhar, emprestar, outorgar qualquer opção de compra, fazer um *short sale* ou de outro modo dispor ou outorgar qualquer direito ou ser responsável ou arquivar um *registration statement* conforme a legislação brasileira ou o *Securities Act* no que tange às ações ordinárias emitidas pela Companhia ou detidas pelo signatário, quaisquer opções ou *warrants* para comprar ou vender os quaisquer ações ordinárias conversíveis em ações ordinárias ou que represente o direito de receber valores mobiliários, direita ou indiretamente; (ii) celebrar qualquer contrato de swap, hedge ou qualquer acordo que transfira a outros, no todo ou em parte, quaisquer dos resultados econômicos decorrentes da titularidade dos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*; ou (iii) divulgar publicamente a intenção de efetuar qualquer operação especificada nos itens (i) e (ii).

As vedações listadas acima não se aplicarão nas hipóteses de: (i) doações de boa-fé, desde que, antes de tal doação, o respectivo donatário comprometa-se por escrito a respeitar o prazo remanescente do período de *lock-up*; (ii) transferências a um trust em benefício direto ou indireto do próprio signatário do Instrumento de *Lock-up* e/ou de familiares imediatos do mesmo, desde que, antes de tal transferência, o trust comprometa-se por escrito a respeitar o prazo remanescente do período de *lock-up*; (iii) transferências a quaisquer coligadas (sociedades pertencentes ao mesmo grupo econômico) conforme definidas na *Rule 405* do Securities Act, dos signatários do Instrumento de *Lock-up*; (iv) transferências realizadas para fins de empréstimo de ações pelo signatário do Instrumento de *Lock-up* para um Coordenador da Oferta ou a qualquer instituição indicada por tal Coordenador da Oferta, de um determinado número de ações para fins de realização das atividades de estabilização do preço das Ações, nos termos do Contrato de Colocação e do Contrato de Estabilização; (v) dentre outras exceções acordadas no Contrato de Colocação Internacional.

Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação da Oferta

A Companhia e os Coordenadores da Oferta poderão requerer que a CVM autorize a modificação ou a revogação da Oferta, caso ocorram alterações posteriores, materiais e inesperadas nas circunstâncias inerentes à Oferta existentes na data do pedido de registro da distribuição, que resulte em um aumento relevante nos riscos assumidos pela Companhia e pelos Coordenadores da Oferta. Adicionalmente, a Companhia e os Coordenadores da Oferta poderão modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorar seus termos e condições para os investidores, conforme disposto no parágrafo 3º, do artigo 25 da Instrução CVM 400. Caso o requerimento de modificação nas condições da Oferta seja aceito pela CVM, o encerramento da distribuição da Oferta poderá ser adiado em até 90 dias.

A revogação, suspensão, o cancelamento ou qualquer modificação na Oferta será imediatamente divulgado por meio de disponibilização de Anúncio de Retificação nas páginas da rede mundial de computadores da Companhia, das Instituições Participantes da Oferta, da B3 e da CVM, veículos também utilizados para disponibilização do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400.

As Instituições Participantes da Oferta deverão se acautelar e se certificar, no momento do recebimento das aceitações da Oferta, de que o manifestante está ciente de que a oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições. Nessa hipótese, os investidores que já tiverem aderido à Oferta deverão ser comunicados diretamente, por correio eletrônico, correspondência física ou qualquer outra forma de comunicação passível de comprovação, a respeito da modificação efetuada, para que confirmem, no prazo de 5 (cinco) dias úteis do recebimento da comunicação, o interesse em manter a declaração de aceitação, presumida a manutenção em caso de silêncio, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400.

Em qualquer hipótese, a revogação ou cancelamento torna ineficazes a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores, devendo ser restituídos integralmente aos investidores aceitantes os valores dados em contrapartida às Ações, no prazo de 3 (três) dias úteis da data de divulgação da revogação, sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso de eventuais custos incorridos e com dedução, caso incidentes, de quaisquer tributos aplicáveis existentes ou que venham a ser instituídos (incluindo, sem limitação, quaisquer tributos eventualmente incidentes sobre movimentação financeira e o IOF/Câmbio, e quaisquer outros tributos que venham a ser criados, incluindo aqueles com alíquota equivalente a zero que tenham sua alíquota majorada), conforme disposto no artigo 26 da Instrução CVM 400.

Com a divulgação do Anúncio de Retificação, a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores ao Anúncio de Retificação tornar-se-ão ineficazes, devendo ser restituídos integralmente aos investidores aceitantes os valores dados em contrapartida às Ações, no prazo de 3 (três) dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos eventualmente incidentes, conforme disposto no artigo 26 da Instrução CVM 400.

Suspensão ou Cancelamento da Oferta

Nos termos do artigo 19 da Instrução CVM 400, a CVM (a) poderá suspender ou cancelar, a qualquer tempo, uma oferta que: (i) esteja se processando em condições diversas das constantes da Instrução CVM 400 ou do seu registro; ou (ii) tenha sido havida por ilegal, contrária à regulamentação da CVM ou fraudulenta, ainda que após obtido o respectivo registro; e (b) deverá suspender qualquer oferta quando verificar ilegalidade ou violação de regulamento sanáveis. O prazo de suspensão de uma oferta não poderá ser superior a 30 dias, prazo durante o qual a irregularidade apontada deverá ser sanada. Findo tal prazo sem que tenham sido sanados os vícios que determinaram a suspensão, a CVM deverá ordenar a retirada da referida oferta e cancelar o respectivo registro. Ademais, a rescisão do Contrato de Colocação importará no cancelamento do registro da Oferta.

A suspensão ou o cancelamento da Oferta será informado aos investidores que já tenham aceitado a Oferta, sendo-lhes facultado, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o quinto dia útil posterior ao recebimento da respectiva comunicação. Todos os investidores que já tenham aceitado a Oferta, na hipótese de seu cancelamento, e os investidores que tenham

revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão, conforme previsto acima, terão direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida às Ações, conforme o disposto no parágrafo único do artigo 20 da Instrução CVM 400, no prazo de 3 (três) dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos eventualmente incidentes.

Inadequação da Oferta

O investimento em ações representa um investimento de risco, pois é um investimento em renda variável e, assim, os investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos a perdas patrimoniais e riscos, inclusive àqueles relacionados às Ações, à Companhia, ao setor em que a Companhia atua, aos seus acionistas e ao ambiente macroeconômico do Brasil, descritos neste Prospecto e no Formulário de Referência, e que devem ser cuidadosamente considerados antes da tomada de decisão de investimento. O investimento em ações é um investimento em renda variável, não sendo, portanto, adequado a investidores avessos aos riscos relacionados à volatilidade do mercado de capitais. Ainda assim, não há qualquer classe ou categoria de investidor que esteja proibida por lei de adquirir as Ações ou, com relação à qual o investimento nas Ações seria, no entendimento da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, inadequado.

Condições a que a Oferta esteja submetida

A realização da Oferta não está submetida a nenhuma condição, exceto pelas condições de mercado.

Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta

O Aviso ao Mercado, bem como sua nova disponibilização (com o logotipo das Instituições Consorciadas), o Anúncio de Início, o Anúncio de Encerramento, eventuais anúncios de retificação, bem como todo e qualquer aviso ou comunicado relativo à Oferta serão disponibilizados, até o encerramento da Oferta, exclusivamente, nas páginas na rede mundial de computadores da Companhia, das Instituições Participantes da Oferta, da CVM e da B3, conforme indicadas abaixo:

Companhia

3R Petroleum Óleo e Gás S.A.
Rua Visconde de Ouro Preto, nº 5, sala 601, Botafogo
CEP 22.250-180, Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Tel.: +55 (21) 3475-5577
www.ri.3rpetroleum.com (neste *website,* clicar em “Documentos da Oferta”)

Coordenadores da Oferta

Coordenador Líder

XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Avenida Ataulfo de Paiva, nº 153, 5º e 8º andares, Leblon
CEP 22440-032, Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Vitor Saraiva
Tel.: +55 (21) 3265-3700
www.xpi.com.br (neste website, clicar em “Investimentos”, depois clicar em “Oferta Pública”, em seguida clicar em “Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo **e** Gás S.A.”).

Banco BTG Pactual S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.477, 14º andar
CEP 04538-133, São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Nazari
Tel.: +55 (11) 3383-2000
https://www.btgpactual.com/investment-bank (neste website, clicar em "Mercado de Capitais – Download", depois em "2020" e, a seguir, logo abaixo de "Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.")

Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.500, 1º, 2º, 3º (parte), 4º e 5º andares
CEP 04538-132, São Paulo, SP
At.: Renata Domingues
Tel.: +55 (11) 3708-8000
http://www.itau.com.br/itaubba-pt/nossos-negocios/ofertas-publicas/ (neste website, clicar em "3R Petroleum Óleo e Gás S.A." e, posteriormente, clicar em "2020" e, em seguida, em "Oferta Pública Inicial de Ações (IPO)")

Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A.
Rua Surubim, 373, 4º andar
CEP 04571-050, São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Morais
Tel.: +55 (11) 3206-8080
https://www.genialinvestimentos.com.br e clicar em "Onde Investir" e então clicar em "Oferta Públicas" e localizar o "Prospecto".

Comissão de Valores Mobiliários – CVM
www.cvm.gov.br (neste *website* acessar "Central de Sistemas" na página inicial, acessar "Ofertas Públicas", "Ações" e, depois, "3R Petroleum Óleo e Gás S.A.").

B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão
http://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/solucoes-para-emissores/ofertas-publicas/ (neste *website* acessar "Ofertas em andamento", clicar em "Empresas", depois clicar em "3R Petroleum Óleo e Gás S.A.", link no qual serão disponibilizados os anúncios e avisos da Oferta).

Informações Adicionais

Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Companhia e a Oferta poderão ser obtidos junto à Companhia, aos Coordenadores da Oferta, à CVM e à B3, nos endereços indicados na seção "Informações Adicionais", na página 88 deste Prospecto.

É recomendada aos investidores a leitura deste Prospecto e do Formulário de Referência em especial as seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco Relacionados à Companhia" e "Fatores de Risco Relacionados às Ações", nas páginas 31 e 89, respectivamente, deste Prospecto, bem como a seção "4. Fatores de Risco" constante do Formulário de Referência, na página 661 deste Prospecto, antes da tomada de qualquer decisão de investimento.

Os investidores que desejarem obter acesso a este Prospecto, ao Formulário de Referência ou informações adicionais sobre a Oferta deverão acessar as seguintes páginas da rede mundial de computadores da Companhia, das Instituições Participantes da Oferta Brasileira, da CVM e/ou da B3.

FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E ÀS AÇÕES

O investimento nas Ações envolve alto grau de risco. Antes de tomar qualquer decisão de investimento nas Ações, investidores em potencial devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Prospecto, incluindo os riscos mencionados abaixo, os riscos constantes da seção "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" na página 31 deste Prospecto e na seção "4. Fatores de Risco" do Formulário de Referência, na página 661 deste Prospecto, bem como as nossas informações financeiras *pro forma*, anexas este Prospecto a partir da página 419, as nossas informações trimestrais e respectivas notas explicativas, anexas este Prospecto a partir da página 433, respectivamente, e as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas, anexas este Prospecto a partir da página 569, respectivamente. Declaramos que as informações constantes neste Sumário são consistentes com as informações de nosso Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto.

As atividades, situação financeira, resultados operacionais, fluxos de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia podem ser afetados de maneira adversa por quaisquer desses riscos, dos fatores de risco mencionados abaixo e por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia pode diminuir devido à ocorrência de quaisquer desses riscos e/ou de outros fatores, e os investidores podem vir a perder parte substancial ou todo o seu investimento nas Ações. Os riscos descritos abaixo são aqueles que, atualmente, a Companhia acredita que poderão lhe afetar de maneira adversa. Riscos adicionais e incertezas atualmente não conhecidas pela Companhia, ou que atualmente considera irrelevantes, também podem prejudicar suas atividades de maneira significativa.

Para os fins desta seção, exceto se indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a indicação de que um risco, incerteza ou problema pode causar ou ter ou causará ou terá "um efeito adverso para a Companhia" ou "afetará a Companhia adversamente" ou expressões similares significa que o risco, incerteza ou problema pode ou poderá resultar em um efeito material adverso em seus negócios, condições financeiras, resultados de operações, fluxo de caixa e/ou perspectivas e/ou o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas nesta seção devem ser compreendidas nesse contexto.

Esta seção faz referência apenas aos fatores de risco relacionados à Oferta e às Ações. Para os demais fatores de risco, os investidores devem ler a seção "4. Fatores de Risco" do Formulário de Referência, contido na página 661 deste Prospecto.

O surto de doenças transmissíveis no Brasil e/ou no mundo, a exemplo da pandemia declarada pela OMS em razão da disseminação do COVID-19, provocou e pode continuar provocando um efeito adverso em nossas operações, inclusive paralisando integralmente ou parcialmente os nossos canais de venda. A extensão da pandemia do COVID-19, respostas e ações do governo federal, a percepção de seus efeitos, ou a forma pela qual tal pandemia impactará nossos negócios depende de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, podendo resultar em um efeito adverso relevante em nossos negócios, condição financeira, resultados das operações e fluxos de caixa e, finalmente, nossa capacidade de continuar operando nossos negócios.

Em 11 março de 2020, a OMS declarou a pandemia do COVID-19. Na prática, a declaração significou o reconhecimento pela OMS de que, desde então, o vírus se disseminou por diversos continentes com transmissão sustentada entre as pessoas.

A declaração da pandemia do COVID-19 desencadeou severas medidas restritivas por parte de autoridades governamentais no mundo todo, a fim de tentar controlar o surto, resultando em medidas restritivas relacionadas ao fluxo de pessoas, incluindo quarentena e *lockdown*, restrições a viagens e transportes públicos, fechamento prolongado de locais de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos, fechamento do comércio e redução de consumo de uma maneira geral pela população. Como resultado o setor de óleo e gás enfrentou uma retração significativa da demanda de petróleo mundialmente.

A redução significativa da demanda, aliada aos conflitos geopolíticos ocorridos entre os grandes produtores de petróleo, causaram grande redução no valor do petróleo, bem como aumento nos estoques.

A Companhia acredita que a extensão dos impactos da pandemia dependerá de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, incluindo, dentre outros, a duração e a distribuição geográfica do surto, sua gravidade, as ações para conter o vírus ou tratar seu impacto e com que rapidez e até que ponto as condições econômicas e operacionais usuais podem ser retomadas.

Qualquer surto de uma doença que afete o comportamento das pessoas ou que demande políticas públicas de restrição à circulação de pessoas e/ou de contato social pode ter um impacto adverso nos nossos negócios, bem como na economia brasileira. Surtos de doenças também podem impossibilitar que nossos funcionários se dirijam às nossas instalações (incluindo por prevenção ou por risco de contaminação em larga escala de nossos colaboradores), o que prejudicaria o regular desenvolvimento dos nossos negócios.

Após a diminuição do surto do COVID-19, a Companhia poderá continuar a ter impactos materialmente adversos em seus negócios como resultado do impacto econômico nacional e global, incluindo qualquer recessão, desaceleração econômica ou aumento nos níveis de desemprego no Brasil, que já ocorreram ou possam vir a ocorrer. Não temos conhecimento de eventos comparáveis que possam nos fornecer uma orientação quanto ao efeito da disseminação do COVID-19 e de uma pandemia global e, como resultado, o impacto final do surto do COVID-19 é altamente incerto.

Os impactos da pandemia do COVID-19 também podem precipitar ou agravar os outros riscos informados no Formulário de Referência anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto. Para maiores informações sobre os impactos da pandemia do COVID-19 sobre os nossos negócios, veja o item "*10.9 Outros fatores com influência relevante*" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto.

O Estudo de Viabilidade da Companhia baseia-se em projeções de desempenho futuro que podem se revelar inexatas.

O Estudo de Viabilidade da Companhia elaborado pela GaffneyCline inclui projeções, as quais se baseiam em previsões e expectativas, cujo fundamento é o cenário atual, cuja elaboração ocorreu nos meses de junho, julho e agosto de 2020, para aferir eventos futuros e tendências financeiras. Em relação aos referidos eventos futuros e tendências financeiras, a Companhia não pode assegurar que tais projeções serão integralmente concretizadas. Nessa mesma toada, em função das incertezas inerentes às projeções, como fatores externos extrínsecos à Companhia, não há garantia de que as projeções ou conclusões extraídas das mesmas serão concretizadas. Dessa forma, os atuais recursos, custos, fluxo de caixa, margem de lucro e exposição ao risco do negócio da Companhia poderão se concretizar de forma menos favorável aqueles projetados no Estudo de Viabilidade.

As avaliações dos recursos e reservas da Companhia são baseadas em estudos que consideram diversas variáveis, tais como, análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e as análises comparativas com outras reservas e recursos similares, podendo não ser exatas e podem envolver um significativo grau de incerteza. Tais avaliações possuem considerável grau de incerteza.

Os estudos e avaliações conduzidos pela Companhia, inclusive os estudos sobre as estimativas de volumes de recursos de petróleo e de gás natural nos campos da Companhia (Certificação de Reservas) e aqueles que a Companhia espera que passarão a integrar seus ativos em um futuro próximo (vide item "*7.1. Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas*" no Formulário de Referência anexo a este Prospecto a partir da página 661 deste Prospecto, para maiores informações sobre os ativos que encontram-se em processo de aquisição da Petrobras), são, por sua natureza, complexos e podem ser imprecisos, construídos com base em premissas que podem não ser confirmadas e que fogem de seu controle.

Os recursos e reservas da Companhia, bem como os fluxos de caixa a eles associados, envolvem um significativo grau de incerteza e podem, portanto, ser significativamente distintos dos apontados nestes estudos e avaliações, inclusive nas Certificações de Reservas.

Um dos riscos inerentes aos resultados das avaliações dos recursos é que os volumes podem não ser confirmados pela perfuração e revitalização de poços, impactando a economicidade dos projetos. Outro risco inerente às estimativas é a possibilidade de que nenhum poço perfurado ou revitalizado ou projeto em desenvolvimento seja considerado economicamente viável. Adicionalmente, projeções de preços de venda de petróleo podem não se confirmar, comprometendo a economicidade de projetos e, portanto, reduzindo reservas.

Revisões a menor dos recursos contingentes e prospectivos da Companhia, decorrentes de revisões de estudos e/ou aquisições de dados adicionais, podem levar a uma produção no futuro em nível inferior ao esperado, o que pode gerar um efeito adverso relevante sobre seus resultados operacionais, condição financeira e valor de mercado.

A utilização de dados sísmicos e de técnicas de visualização não garantem que os hidrocarbonetos estão, de fato, presentes nas estruturas analisadas. Da mesma forma, a utilização de tecnologias sísmicas e outras tecnologias requer uma alta alocação de recursos, de modo que a Companhia poderá sofrer prejuízos resultantes desses gastos. Algumas das atividades de perfuração podem não obter sucesso ou não ser economicamente viáveis, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre a Companhia e seus resultados. Além disso, o desempenho da Companhia na revitalização de campos maduros pode não se concretizar com a eficiência esperada, afetando o fator de recuperação dos campos que possui e aqueles que ela tem expectativa de possuir e operar.

Para mais informações sobre as Certificação de Reservas veja a seção "*Estudo de Viabilidade e Sumário das Certificações de Reserva Preparadas pela Degolyer & MacNaughton e GaffneyCline*", constantes da página 34 deste Prospecto, e o Anexo F deste Prospecto, na página 163, deste Prospecto, respectivamente.

As demonstrações financeiras pro forma da Companhia e da 3R, anexas neste Prospecto, estão sujeitas a certas limitações inerentes às premissas usadas na sua elaboração.

As informações financeiras *pro forma* referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 refletem os resultados operacionais e situação financeira da Companhia, bem como consideram que (i) a 3R havia sido incorporada pela Companhia em 1º de janeiro de 2020 com o objetivo de compilar a demonstração de resultados *pro forma;* e (ii) a 3R havia sido incorporada pela Companhia e 30 de junho de 2020 com o objetivo de compilar o balanço patrimonial *pro forma*. Conforme discutido nos itens "*6.3. Breve Histórico*" e "*15.7. Principais operações societárias*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a incorporação da 3R é um dos Eventos Societários que ocorrerá após a concessão do registro de companhia aberta da Companhia. Dadas as limitações inerentes às premissas usadas na elaboração das informações financeiras descritas acima, tais informações podem não refletir de forma precisa os resultados operacionais, situação financeira e fluxo de caixa que seriam obtidos se a Companhia e a 3R tivessem sido administradas como um único negócio durante o período apresentado nas demonstrações financeiras pro forma. As demonstrações financeiras pro forma disponibilizadas no âmbito da Oferta podem não representar uma descrição e análise precisas dos resultados operacionais, da situação financeira e do fluxo de caixa da Companhia e da 3R e, portanto, devem ser analisadas pelos potenciais investidores consideradas as ressalvas aqui descritas.

Os Investidores de Varejo Lock-up, diante da impossibilidade de transferir, emprestar, onerar, dar em garantia ou permutar, de forma direta ou indireta, a totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia de sua titularidade após a liquidação da Oferta, poderão incorrer em perdas em determinadas situações.

Os Investidores de Varejo Lock-up se comprometeram, durante o período de 45 dias, conforme o caso, contados da data de disponibilização do Anúncio de Início, a não transferir, emprestar, onerar, dar em garantia ou permutar, de forma direta ou indireta, a totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia de sua titularidade após a liquidação da Oferta. Desta forma, caso o preço de mercado das ações venha a cair e/ou os Investidores de Varejo Lock-up por quaisquer motivos venham a precisar de liquidez durante o período de Lock-up da Oferta de Varejo e tendo em vista a impossibilidade das Ações da Oferta de Varejo Lock-up serem transferidas, emprestadas, oneradas, dadas em garantia ou permutadas, de forma direta ou indireta, tais restrições poderão causar-lhes perdas. Determinado Coordenador pode ter interesse vinculado à conclusão da Oferta, uma vez que parte dos recursos da Oferta deve ser destinada pela Companhia à liquidação ou à amortização de dívida em aberto com determinado Coordenador. Durante o processo de tomada da decisão de investimento nas Ações, os potenciais investidores devem levar em consideração a existência de um potencial conflito de interesse relacionado à participação de determinado Coordenador da Oferta, tendo em vista que a Companhia poderá destinar parte dos recursos da Oferta para liquidar dívidas contratadas junto ao Coordenador Líder e/ou sociedades de seus respectivos conglomerados econômicos, conforme descritos na seção de “Destinação dos Recursos” na página 109 deste Prospecto. Dessa forma, o fato do Coordenador Líder atuar como Coordenador da Oferta pode, eventualmente, gerar situações de conflito de interesse, impactando a condução dos trabalhos relativos à distribuição e aos esforços de colocação das Ações no contexto da Oferta. Para mais informações, veja as seções “Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta” e “Destinação dos Recursos”, nas páginas 101 e 109 deste Prospecto, respectivamente.

Os titulares das ações ordinárias de emissão da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

O lucro líquido para o exercício social corrente da Companhia poderá ser capitalizado, utilizado para absorver prejuízos ou, de outra forma, retido, conforme disposto na Lei de Sociedades por Ações, e poderá não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Além disso, a Lei de Sociedades por Ações faculta às companhias a possibilidade de suspender a distribuição dos dividendos obrigatórios em qualquer exercício social específico, caso o Conselho de Administração informe aos acionistas que tal distribuição seria desaconselhável, tendo em vista as condições econômico-financeiras. Caso isto ocorra, os titulares das nossas ações ordinárias poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio, impactando negativamente o valor e a liquidez de nossas ações. Adicionalmente, os dividendos podem, ainda, ser significativamente reduzidos a depender do comportamento de variáveis de mercado, como por exemplo, taxas de juros no mercado doméstico.

Eventos políticos, econômicos e sociais e a percepção de riscos em outros países, sobretudo de economias emergentes, podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o valor de mercado de seus valores mobiliários.

O mercado de valores mobiliários de emissão de companhias brasileiras é influenciado pelas condições econômicas e de mercado do Brasil e, em determinado grau, de outros países da América Latina e de outras economias emergentes. Ainda que as condições econômicas sejam diferentes em cada país, a reação dos investidores aos acontecimentos em um país pode levar o mercado de capitais de outros países a sofrer flutuações, de forma a impactar, mesmo que indiretamente, a Companhia. Acontecimentos ou uma conjuntura econômica adversa em outros países emergentes e da América Latina por vezes acarretam saída significativa de recursos do Brasil e a diminuição do volume de moeda estrangeira investida no País. Por exemplo, em 2001, após uma recessão prolongada, seguida por instabilidade política, a Argentina anunciou que deixaria de proceder ao pagamento de sua dívida pública. A crise econômica na Argentina afetou negativamente a percepção dos investidores em valores mobiliários brasileiros por vários anos. Crises econômicas ou políticas na América Latina ou em outros mercados emergentes podem afetar de maneira significativa a percepção dos riscos inerentes ao investimento na região, inclusive no Brasil. A economia brasileira também é afetada pela conjuntura econômica e condições de mercados internacionais em geral, especialmente pela conjuntura econômica e condições de mercado existentes nos Estados Unidos. Os preços das ações na B3, por exemplo, são historicamente afetados por flutuações nas taxas de juros vigentes nos Estados Unidos, bem como pelas variações dos principais índices de ações norte-americanos, assim como ocorrido em 2008, quando o mercado nacional foi fortemente afetado pelo desempenho do mercado de capitais norte-americano. Acontecimentos em outros países e mercados de capitais poderão prejudicar o valor de mercado das ações de emissão da Companhia, podendo, ademais, dificultar ou impedir totalmente o acesso da Companhia aos mercados de capitais e ao financiamento de suas operações no futuro em termos aceitáveis.

A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação.

O Preço por Ação foi fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*. Nos termos da regulamentação em vigor, foi aceita a participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação destes no Procedimento de *Bookbuilding*, até o limite máximo de 20% (vinte por cento) das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares), uma vez que não foi verificado excesso de demanda superior em 1/3 (um terço) à quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Suplementares).

A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas pode ter reduzido a liquidez das ações de emissão da Companhia no mercado secundário.

Investidores que adquirirem Ações poderão sofrer diluição imediata e substancial no valor contábil de seus investimentos.

O Preço por Ação foi fixado em valor superior ao patrimônio líquido por ação das ações emitidas e em circulação imediatamente após a Oferta. Como resultado desta diluição, em caso de liquidação da Companhia, os investidores que adquirirem Ações por meio da Oferta receberão um valor significativamente menor do que o preço que pagaram ao adquirir as Ações na Oferta. Para mais informações sobre a diluição da realização da Oferta, consulte a seção “Diluição”, na página 112 deste Prospecto.

A realização desta oferta pública de distribuição das Ações, com esforços de venda no exterior, poderá deixar a Companhia exposta a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior.

A Oferta compreende a distribuição primária das Ações no Brasil, em mercado de balcão não organizado, incluindo esforços de colocação das Ações junto a Investidores Estrangeiros. Os esforços de colocação das Ações no exterior expõem a Companhia a normas relacionadas à proteção dos Investidores Estrangeiros por incorreções ou omissões relevantes nos Offering Memorandum. Adicionalmente, a Companhia é parte do Contrato de Colocação Internacional, que regula os esforços de colocação das Ações no exterior. O Contrato de Colocação Internacional apresenta uma cláusula de indenização em favor dos Agentes de Colocação Internacional para que a Companhia os indenize, caso estes venham a sofrer perdas no exterior por conta de eventuais incorreções ou omissões relevantes nos Offering Memorandum. A Companhia também emite diversas declarações e garantias relacionadas aos negócios da Companhia e em cada um dos casos indicados acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra a Companhia no exterior. Esses procedimentos no exterior, em especial nos Estados Unidos, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos Estados Unidos para o cálculo das indenizações devidas nesses processos. Além disso, devido ao sistema processual dos Estados Unidos, as partes envolvidas em um litígio são obrigadas a arcar com altos custos na fase inicial do processo, o que penaliza companhias sujeitas a tais processos, mesmo que fique provado que nenhuma incorreção foi cometida. Uma eventual condenação da Companhia em um processo no exterior com relação a eventuais incorreções ou omissões relevantes nos Offering Memorandum, se envolver valores elevados, poderá afetar negativamente a Companhia.

Após a realização da Oferta o atual acionista controlador da Companhia poderá deixar de deter 50% mais uma ação do capital votante da Companhia, o que poderá dificultar a obtenção de determinadas aprovações societárias necessárias à gestão de suas atividades.

Caso haja a concretização da Oferta, o atual acionista controlador pode ser diluído de modo que deixará de deter mais do que 50% mais uma ação do capital votante da Companhia. A ausência de um acionista ou grupo controlador vinculado por acordo de voto, titular de 50% mais uma ação do capital votante, poderá dificultar certos processos de tomada de decisão, propiciando o surgimento de conflitos entre acionistas e outros eventos decorrentes da ausência de referido acionista ou grupo de acionistas, inclusive dificultando a obtenção do quórum mínimo exigido por lei e/ou pelo estatuto social da Companhia para determinadas deliberações.

Ainda, eventual controle de fato a ser exercido pelos atuais acionistas controladores pode deixar a Companhia suscetível à formação de novas alianças ou acordos de votos entre os acionistas, de maneira estável ou limitada a circunstâncias específicas. Caso isso ocorra, a Companhia poderá vivenciar instabilidade ou sofrer mudanças repentinas e inesperadas das políticas corporativas e estratégicas, inclusive por meio da substituição dos seus administradores. Além disso, a Companhia pode ficar vulnerável a tentativas hostis de aquisição de controle e aos conflitos daí decorrentes.

Qualquer instabilidade ou mudança repentina ou inesperada na equipe de administradores, na política empresarial ou no direcionamento estratégico, tentativa de aquisição de controle ou disputa entre acionistas relativa ao exercício de seus direitos de acionista, no cenário em que a Companhia não tenha um acionista ou grupo de acionistas que detenha 50% mais uma ação do capital votante da Companhia, podem afetar adversamente a Companhia.

Alguns dos Coordenadores da Oferta possuem participação indireta e, após a conclusão da Oferta, poderão ser acionistas da Companhia, o que pode levar a um potencial conflito de interesses.

Na data deste Prospecto, o BTG Pactual é cotista do 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, sendo que referido fundo de investimento é, na presente data, acionista da Companhia.

Após a cisão desproporcional do 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, conforme indicado nas seções 6.3 e 15.8 do Formulário de Referência da Companhia, o BTG Pactual, na qualidade de quotista, ou uma afiliada do BTG Pactual, passará a ser, após o cumprimento de determinadas condições precedentes, acionista direto da Companhia. Tal operação será realizada logo após a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia.

Adicionalmente, o XP Crédito Estruturado 360 Profissional Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado Longo Prazo ("XP 2", conforme definido no Formulário de Referência), gerido pela XP Vista Asset Management Ltda., também é cotista do 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, gerido pela Starboard Asset Ltda., sendo que referido fundo de investimento é, por sua vez, acionista da Companhia.

Os potenciais adquirentes das Ações devem levar em consideração a existência de um potencial conflito de interesses pelo fato de que alguns dos Coordenadores da Oferta são acionistas da Companhia.

Não se pode garantir que os Coordenadores da Oferta (XP e BTG Pactual) estejam conduzindo a Oferta de forma absolutamente imparcial, em função dos relacionamentos societários existentes entre eles e a Companhia.

Para uma descrição mais detalhada dos relacionamentos existentes, veja a seção "Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta", a partir da página 101 deste Prospecto.

Eventuais matérias veiculadas na mídia com informações equivocadas ou imprecisas sobre a Oferta, a Companhia ou os Coordenadores da Oferta poderão gerar questionamentos por parte da CVM, B3 e de potenciais investidores da Oferta, o que poderá impactar negativamente a Oferta.

A Oferta e suas condições, incluindo este Prospecto, passarão a ser de conhecimento público após a realização do protocolo do pedido de registro da Oferta na CVM. A partir deste momento e até a disponibilização do Anúncio de Encerramento, poderão ser veiculadas matérias contendo informações equivocadas ou imprecisas sobre a Oferta, a Companhia ou os Coordenadores da Oferta, ou, ainda, contendo certos dados que não constam deste Prospecto ou do Formulário de Referência anexo a este Prospecto.

Tendo em vista que o artigo 48 da Instrução CVM 400 veda qualquer manifestação na mídia por parte da Companhia ou dos Coordenadores da Oferta sobre a Oferta até a disponibilização do Anúncio de Encerramento, eventuais notícias sobre a Oferta poderão conter informações que não foram fornecidas ou que não contaram com a revisão da Companhia ou dos Coordenadores da Oferta.

Assim, caso haja informações equivocadas ou imprecisas sobre a Oferta divulgadas na mídia ou, ainda, caso sejam veiculadas notícias com dados que não constam deste Prospecto ou do Formulário de Referência, a CVM, a B3 ou potenciais investidores poderão questionar o conteúdo de tais matérias, o que poderá afetar negativamente a tomada de decisão de investimento pelos potenciais investidores podendo resultar, ainda, a exclusivo critério da CVM, na suspensão da Oferta, com a consequente alteração do seu cronograma, ou no seu cancelamento.

APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA

XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.

O Grupo XP é uma plataforma tecnológica de investimentos e serviços financeiros, que tem por missão transformar o mercado financeiro no Brasil e melhorar a vida das pessoas.

A XP foi fundada em 2001, na cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil, como um escritório de agentes autônomos de investimentos com foco em investimentos em bolsa de valores e em oferecer educação financeira para os investidores, tornando-se uma corretora de valores no ano de 2007.

Com o propósito de oferecer educação financeira e de melhorar a vida das pessoas através de investimentos desvinculados dos grandes bancos, a XP vivenciou uma rápida expansão.

Em 2017, o Itaú Unibanco adquiriu participação minoritária no Grupo XP, de 49,9%, reafirmando o sucesso de seu modelo de negócios.

Em dezembro de 2019, a XP Inc., sociedade holding do Grupo XP, realizou uma oferta inicial de ações na Nasdaq, sendo avaliada, à época, em mais de R$78 bilhões.

O Grupo XP possui as seguintes áreas de atuação: (i) corretora de valores, que inclui serviços de corretagem e assessoria de investimentos para clientes pessoa física e jurídica, coordenação e estruturação de ofertas públicas e, além disso, uma plataforma de distribuição de fundos independentes com mais de 590 fundos de 150 gestores; (ii) *asset management*, com mais de R$40 bilhões de reais sob gestão, e que via XP Asset Management oferece fundos de investimentos em renda fixa, renda variável e fundos de investimentos imobiliários; e (iii) mercado de capitais, que engloba um portfólio completo de serviços e soluções para adequação de estrutura de capital e assessoria financeira.

Além da marca "XP" (www.xpi.com.br), o Grupo XP ainda detém as marcas "Rico" (www.rico.com.vc) e "Clear" (www.clear.com.br).

Em 30 de junho de 2020, o Grupo XP contava com mais de 2.360.000 (dois milhões, trezentos e sessenta mil) clientes ativos e mais de 7.000 (sete mil) agentes autônomos em sua rede, totalizando R$436 bilhões de ativos sob custódia, e com escritórios em São Paulo, Rio de Janeiro, Miami, Nova Iorque, Londres e Genebra.

Atividade de Mercado de Capitais da XP

A área de mercado de capitais atua com presença global, oferecendo a clientes corporativos e investidores uma ampla gama de produtos e serviços por meio de uma equipe altamente experiente e dedicada aos seguintes segmentos: Dívida local (Debêntures, Debêntures de Infraestrutura, CRI, CRA, CDCA, FIDC, LF), Dívida Internacional (*Bonds*), Securitização, *Equity Capital Markets*, *M&A*, Crédito Estruturado, *Project Finance e Development Finance*.

No segmento de renda fixa e híbridos, a XP apresenta posição de destaque ocupando o primeiro lugar no Ranking ANBIMA de Distribuição de Fundo de Investimento Imobiliário, tendo coordenado 11 ofertas que totalizaram R$ 3,7 bilhões em volume distribuído, representando 55,5% de participação nesse segmento até junho de 2020. Ainda, no Ranking ANBIMA de Distribuição de Renda Fixa, a XP detém a 1ª colocação nas emissões de CRA e 2ª colocação nas emissões de CRI. Na visão consolidada, que engloba debêntures, notas promissórias e securitização, a XP está classificada em 4º lugar, tendo distribuído R$ 1,8 bilhões em 16 operações.

Em renda variável, a XP oferece serviços para estruturação de ofertas públicas primárias e secundárias de ações. A condução das operações é realizada em âmbito global com o apoio de uma equipe de *equity sales* presente na América do Norte, América Latina e Europa e de uma equipe de *equity research* que cobre mais de 45 empresas de diversos setores.

Em 2019, a XP atuou de forma ativa no segmento de *Equity Capital Markets* atuando como assessora do Grupo CB na estruturação da operação de R$2,30 bilhões que alterou a estrutura societária da Via Varejo; *follow-on* da Petrobras no valor de R$7,30 bilhões; *follow-on* da Light no valor de R$2,5 bilhões; IPO da Afya no valor de US$250 milhões; *follow-on* da Movida no valor de R$832 milhões; *follow-on* da Omega Geração no valor de R$830 milhões; IPO da Vivara no valor de R$2.041 milhões; *follow-on* de Banco do Brasil no valor de R$5.837 milhões; *follow-on* de LOG Commercial Properties no valor de R$637 milhões; IPO da C&A no valor de R$1.627 milhões de reais e no IPO do Banco BMG no valor de R$1.391 milhões, *follow-on* de Cyrela Commercial Properties no valor de R$760 milhões; IPO da XP Inc. no valor de R$9.276 milhões e no *follow-on* de Unidas no valor de R$1.837 milhões.

Em 2020, a XP atuou de forma ativa no segmento de *Equity Capital Markets* atuando no *follow-on* da Ânima no valor de R$1.100 milhões; *follow-on* da Petrobras no valor de R$22 bilhões; *follow-on* da Positivo Tecnologia no valor de R$353 milhões; IPO da Locaweb no valor de R$1,3 bilhões; IPO da Priner no valor de R$173 milhões; *follow-on* da Via Varejo no valor de R$4,5 bilhões; IPO da Aura Minerals no valor de R$785 milhões; *follow-on* da IMC no valor de R$384 milhões; *follow*-on de Irani no valor de R$405 milhões; *follow*-on da JHSF no valor de R$400 milhões; IPO do Grupo Soma no valor de R$1,8 bilhões; IPO da D1000 no valor de R$400 milhões; IPO da Pague Menos no valor de R$747 milhões; IPO da Lavvi no valor de R$1.027 milhões; IPO da Melnick Even no valor de R$621 milhões.

Ademais, nos anos de 2016, 2017 e 2018 a XP foi líder em alocação de varejo em ofertas de renda variável, responsável por alocar o equivalente a 72,2%, 53,4% e 64,1%, respectivamente, do total de ativos de renda variável alocados nos referidos anos.

Adicionalmente, a XP possui uma equipe especializada para a área de fusões e aquisições, oferecendo aos clientes estruturas e soluções para assessoria, coordenação, execução e negociação de aquisições, desinvestimentos, fusões e reestruturações societárias.

Banco BTG Pactual S.A.

O Banco Pactual S.A. foi fundado em 1983 como uma distribuidora de títulos e valores mobiliários. Em 2006, o UBS A.G., instituição global de serviços financeiros, e o Banco Pactual S.A. associaram-se para criar o Banco UBS Pactual S.A. Em 2009, o Banco UBS Pactual S.A. foi adquirido pelo grupo BTG Investments, formando o BTG Pactual. O BTG Pactual tem como foco principal as áreas de pesquisa, finanças corporativas, mercado de capitais, fusões e aquisições, wealth management, asset management e sales and trading (vendas e negociações).

No Brasil, possui escritórios em São Paulo, Rio de Janeiro, Brasília, Porto Alegre e Recife. Possui, ainda, escritórios em Londres, Nova Iorque, Santiago, Cidade do México, Lima, Medellín, Bogotá e Buenos Aires.

Na área de *asset management*, as estratégias de investimento são desenhadas para clientes institucionais, clientes private, empresas e parceiros de distribuição. Na área de wealth management, o BTG Pactual oferece uma ampla seleção de serviços personalizados, que variam desde asset management a planejamento sucessório e patrimonial. O BTG Pactual também oferece serviços de sales and trading (vendas e negociações) em renda fixa, ações e câmbio na América Latina, tanto em mercados locais quanto internacionais. Na área de investment banking, o BTG Pactual presta serviços para diversos clientes em todo o mundo, incluindo serviços de subscrição nos mercados de dívida e ações públicos e privados, assessoria em operações de fusões e aquisições e produtos estruturados personalizados.

O BTG Pactual é o líder no ranking de ofertas de ações do Brasil de 2004 a 2015 pelo número de operações, participando de um total de mais de 170 operações no período, segundo o ranking da base de dados internacional Dealogic. Além disso, ficou em 1º lugar em volume e em número de ofertas em 2012 (Dealogic) e sempre em posição de liderança com base em outros rankings desde 2004 (ANBIMA e Bloomberg). Ademais, vale destacar a forte presença do banco na América Latina, tendo conquistado o 1º lugar em volume e em número de ofertas nos anos de 2013 e 2012 (Dealogic, Bloomberg e Thomson Reuters).

Demonstrando a sua força no Brasil, o BTG Pactual foi eleito em 2010, 2011 e em 2013 como o "Brazil's Equity House of the Year", segundo a Euromoney. O BTG Pactual foi também eleito por três vezes "World's Best Equity House" (Euromoney, em 2003, 2004 e 2007), além de "Equity House of the Year" (IFR, 2007). Sua atuação e grande conhecimento sobre a América Latina renderam sete vezes o título de "Best Equity House Latin America" (Euromoney de 2002 a 2005, 2007, 2008 e 2013; IFR em 2013) e o título de "Best Investment Bank" (Global Finance em 2011 e World Finance em 2012). Como principal suporte a seus investidores, o BTG Pactual sempre investiu fortemente na sua equipe de equity research, buscando os melhores profissionais do mercado para a atuação junto ao grupo de investidores. Seus investimentos na área renderam o título de "#1 Equity Research Team Latin America" em 2012, 2014 e 2015, bem como no período de 2003 a 2007 (Institutional Investor, Weighted Rankings).

Adicionalmente, sua expertise é demonstrada pela forte atuação no Brasil, onde o BTG Pactual foi reconhecido pela sua atuação nos últimos anos, como primeiro colocado no ranking da Institutional Investor de 2003 a 2009, e 2012 a 2015 e como segundo colocado em 2010 e 2011, segundo o ranking publicado pela revista Institutional Investor.

O BTG Pactual apresentou forte atuação em 2010 no mercado de ofertas públicas de renda variável, participando das ofertas de follow-on do Banco do Brasil, JBS, Even, PDG Realty, Petrobras, Lopes, Estácio Participações e Anhanguera Educacional, bem como da abertura de capital da Aliansce, Multiplus, OSX, EcoRodovias, Mills, Júlio Simões e Brasil Insurance. Esta posição foi alcançada em função do forte relacionamento do BTG Pactual com seus clientes, com sua atuação constante e de acordo com a percepção de valor agregado para suas operações, fato comprovado pela sua atuação em todas as operações de follow-on das empresas nas quais participou em sua abertura de capital. Em 2011, realizou as seguintes ofertas: follow-on de Tecnisa, Ternium, Direcional, Gerdau, BR Malls, e Kroton; e as ofertas públicas iniciais de QGEP, IMC, T4F, Magazine Luiza e Brazil Pharma. Deve-se destacar também que o BTG Pactual atuou como coordenador líder e lead settlement agent na oferta de Gerdau, a qual foi registrada no Brasil e SEC e coordenada apenas por bancos brasileiros. Em 2012, o BTG Pactual participou da oferta pública inicial de Locamérica, Unicasa e de sua própria oferta pública inicial e do follow-on de Fibria, Brazil Pharma, Suzano, Taesa, Minerva, Equatorial e Aliansce. Em 2013, o BTG Pactual participou da oferta pública inicial de Linx, Biosev, Alupar, BB Seguridade, CPFL Renováveis, Ser Educacional e CVC e do follow-on de Multiplan, BHG, Abril Educação, Iguatemi e Tupy. Em 2014, o BTG Pactual atuou como coordenador líder e agente estabilizador no follow-on da Oi S.A. Em 2015, o BTG Pactual participou da oferta pública inicial de Par Corretora e do follow-on de Telefônica Brasil e Metalúrgica Gerdau. Em 2016, o BTG Pactual participou das ofertas públicas de distribuição de ações da Energisa, da Linx e da Sanepar. Em 2017, o BTG Pactual participou das ofertas públicas iniciais de distribuição de ações da Movida, IRB-Brasil Resseguros, Ômega Geração e Biotoscana Investments, bem como dos follow-ons da CCR, das Lojas Americanas, da Alupar, da BR Malls, do Magazine Luiza e da Rumo e dos re-IPOs da Eneva e da Vulcabras. Em 2018, o BTG Pactual participou da oferta pública inicial de distribuição de ações da Hapvida. Em 2019, o BTG Pactual participou do IPO da Centauro, da C&A e follow-on das seguintes companhias: Restoque, JHSF, BR Properties, Magazine Luiza, Unidas, LPS Brasil, CCP – Cyrela Commercial Properties, LOG Commercial Properties, Helbor, Omega Geração, EZ TEC, Banco Pan, Sinqia, Trisul, Localiza Rent A Car, Movida, Banco Inter, Hapvida, Light, Tecnisa, BTG Pactual, CPFL Energia, Totvs, Eneva e Burger King. Em 2020, o BTG Pactual participou dos follow-ons da Minerva, Cogna Educação, Positivo Tecnologia, Centauro, Via Varejo, BTG Pactual, Lojas Americanas, JHSF Participações, Irani, Dimed e Banco PAN, assim como do IPO da Mitre Realty, Ambipar, Estapar e Lojas Quero-Quero.

Banco Itaú BBA S.A.

O Itaú BBA é o banco de atacado do conglomerado Itaú Unibanco. O Itaú BBA é resultado da fusão dos bancos BBA e das áreas corporate do Banco Itaú S.A. e Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. Em 31 de março de 2019, o Itaú Unibanco apresentou os seguintes resultados: ativos na ordem de R$1,7 trilhão e uma carteira de crédito de R$647 bilhões. A história do Itaú BBA começa com o BBA Creditanstalt, fundado em 1988 em São Paulo por Fernão Bracher e Antonio Beltran, em parceria com o Bank Austria Creditanstalt. A atuação do banco estava voltada para operações financeiras bancárias, com características de atacado, e destaque para underwriting, hedge, crédito e câmbio.

Em 1991, foi a única instituição brasileira a coordenar o consórcio de bancos estrangeiros para investimentos no programa de privatização de empresas estatais no país. Ainda no mesmo ano, recebeu autorização do BACEN para operar subsidiária em Bahamas e atender a demanda de clientes na área internacional.

Em 1994, assinou acordo de cooperação com a administradora de recursos Paribas Capital. No ano seguinte, juntou-se ao Capital Group, de Los Angeles, para formar a administradora de fundos BBA Capital. Em 1996, adquiriu a Financiadora Mappin e criou a Fináustria, especializada em financiamento de veículos. Nessa época, já contava com sucursais em Campinas, Rio de Janeiro, Porto Alegre e Belo Horizonte.

Em 2001, o BBA tem novo parceiro de negócios, em razão da compra do Creditanstalt pelo grupo alemão HVB. No ano seguinte, a associação com o Grupo Icatu fez surgir duas empresas: a BBA Icatu Corretora e a BBA Icatu Investimentos.

No final de 2002, ocorreu a associação com o Banco Itaú S.A., surgindo assim uma nova instituição: o Itaú BBA. Com gestão autônoma para conduzir todos os negócios de clientes corporativos e banco de investimento do grupo, passa a contar com a base de capital e liquidez do Itaú e a especialização do BBA no segmento de atacado.

Em 2005, o Itaú BBA ampliou as atividades de banco de investimentos e, com isso, consolidou-se como um player de mercado em fusões e aquisições, equities e renda fixa local, conforme descrito abaixo. A partir de 2008, iniciou expansão de suas atividades em renda fixa internacional e produtos estruturados.

Em 2009, o BACEN aprovou a associação entre o Itaú e o Unibanco. O Itaú BBA uniu-se com a área corporate do Unibanco, e ainda concentrou as atividades de tesouraria institucional do grupo.

Atividade de Investment Banking do Itaú BBA

A área de investment banking do Itaú BBA oferece assessoria a clientes corporativos e investidores na estruturação de produtos de banco de investimento, incluindo renda variável, renda fixa e fusões e aquisições.

O Itaú BBA tem sido reconhecido como um dos melhores bancos de investimento nas regiões em que atua: foi eleito cinco anos consecutivos, de 2011 a 2015, banco de investimento mais inovador da América Latina pela The Banker, para a mesma região, foi considerado o melhor banco de investimento em 2011, 2012, 2013, 2015, 2016 e 2017 pela Global Finance, mesma instituição que o apontou como o melhor investment bank do Brasil em 2009, 2012, 2013, 2014 e 2015 e como o banco mais criativo do mundo em 2016. Também em 2016, o Itaú BBA foi eleito pela Bloomberg como o melhor assessor em transações de M&A da América Latina e Caribe.

Em renda variável, o Itaú BBA oferece serviços para estruturação de ofertas públicas primárias e secundárias de ações e de Deposit Receipts (DRs), ofertas públicas para aquisição e permuta de ações, além de assessoria na condução de processos de reestruturação societária de companhias abertas e trocas de participações acionárias. A condução das operações é realizada em conjunto com a Itaú Corretora de Valores S.A., que tem relacionamento com investidores domésticos e internacionais, além de contar com o apoio da melhor casa de research do Brasil e da América Latina, segundo a Institucional Investor. Em 2018 o Itaú BBA foi líder em emissões no mercado brasileiro em número de transações que totalizaram US$6,1 bilhões.

Com equipe especializada, a área de fusões e aquisições do Itaú BBA oferece aos clientes estruturas e soluções para assessoria, coordenação, execução e negociação de aquisições, desinvestimentos, fusões e reestruturações societárias. De acordo com o ranking de fusões e aquisições da Dealogic, o Itaú BBA prestou assessoria financeira a 49 transações em 2018 na America do Sul, obtendo a primeira colocação no ranking por quantidade de operações acumulando um total de US$25,7 bilhões.

No segmento de renda fixa, o Itaú BBA conta com equipe dedicada para prover aos clientes produtos no mercado doméstico e internacional, tais como: notas promissórias, debêntures, commercial papers, fixed e floating rate notes, fundos de investimento em direitos creditórios (FIDC), certificados de recebíveis imobiliários (CRI) e certificados de recebíveis do agronegócio (CRA). Em 2014, segundo o ranking da ANBIMA, o Itaú BBA foi líder em distribuição de renda fixa local, coordenando 20% do volume total distribuído, que ultrapassou os R$7 bilhões. Pelo mesmo ranking, o Itaú BBA ficou em segundo lugar em 2015 e 2016, tendo coordenado operações cujo volume total somou mais de US$4 bilhões em 2015, US$8 bilhões em 2016 e US$6 bilhões em 2017, equivalente a 14%, 21% e 27% do total, respectivamente. Em 2018 o Itaú BBA foi líder obtendo 37% de participação sobre o volume total emitido, tendo coordenado operações cujo volume total somou aproximadamente US$8 bilhões.

Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A.

A Genial Investimentos é uma plataforma completa de investimentos servindo clientes individuais e institucionais em todas as suas necessidades no mercado financeiro.

Como parte do Grupo Plural desde 2014, a Genial conta atualmente com mais de 350 colaboradores e presente em São Paulo, Rio de Janeiro e Nova York, ofertando ampla variedade de serviços e produtos de investimentos, tanto próprios como de terceiros.

A Genial atua digitalmente a partir de seu App e website (www.genialinvestimentos.com.br) como também por meio de sua rede de parceiros credenciados (AAIs, Gestoras, Consultorias, Bancos e Cooperativas de Crédito) e em Junho de 2020 contava com cerca de 280 mil clientes e mais de R$35 bilhões de ativos sob custódia.

Por meio de sua Corretora, a Genial atende desde o cliente de varejo iniciante até aos mais sofisticados investidores institucionais estrangeiros, nos mercados de ações, futuros, fundos imobiliários, tesouro direto, ETFs e outros, sempre embarcando tecnologia e estabilidade em sua oferta de serviços. Além disto, por meio de seus parceiros internacionais, possibilita acesso ao mercado de investimentos *offshore*. No 1º Semestre de 2020, a Genial ocupou a 8ª posição no ranking corretagem de Renda Variável e 6ª posição no Ranking de Futuros, com 4,9% e 6,0% de participação de mercado respectivamente, além de contar com R$6,6 bi de ações e títulos de dívida sob custódia.

Embora a Genial se caracterize por ser uma plataforma de investimentos com arquitetura aberta, ela também se destaca como gestora de fundos abertos, com mais de R$14,7 bi de ativos sob gestão em fundos de Renda Fixa, Crédito Privado, Renda Variável e Multimercados oferecidos em sua própria plataforma e em plataformas de terceiros.

A Genial acredita que o desenvolvimento saudável do Mercado Brasileiro de Capitais passa necessariamente por um aprofundamento da educação financeira do grande público, e para isso produz uma vasta quantidade de conteúdos gratuitos distribuídos pelas suas páginas e canais nas redes sociais, que contam no total com mais de 350 mil seguidores.

Desde que passou a fazer parte do Grupo Plural, a Genial vem crescendo consistentemente sua atividade em Mercado de Capitais, atuando de forma relevante como coordenador de Ofertas Primárias nos mais diversos segmentos como Ações, Debêntures, Produtos Estruturados e Fundos Imobiliários, sendo que neste último encerrou o ano de 2019 na 3ª posição no Ranking de Distribuição e o Plural, seu grupo controlador, na 2 ª posição no ranking de Originação segundo a ANBIMA.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E OS COORDENADORES DA OFERTA

Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder

Na data deste Prospecto, a Companhia e/ou sociedades de seu conglomerado econômico mantêm relacionamento comercial com o Coordenador Líder e/ou sociedades de seu conglomerado econômico, tendo em vista que o XP Crédito Estruturado 360 Profissional Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado Longo Prazo ("XP 2", conforme definido no Formulário de Referência), gerido pela XP Vista Asset Management Ltda., é cotista, do 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, gerido pela Starboard Asset Ltda., sendo que referido fundo de investimento é, por sua vez, acionista da Companhia. A participação indireta do XP 2 na Companhia é inferior a 10% do seu capital social e sem uma governança corporativa destacada.

Para mais informações veja o item "15.7 Outras Informações Relevantes" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 661.

Relacionamento entre a Companhia e o BTG Pactual

Além do relacionamento relativo à Oferta, a Companhia e/ou sociedades de seu conglomerado econômico mantêm relacionamento comercial com o BTG Pactual e/ou sociedades de seu conglomerado econômico, incluindo operações financeiras dentre as quais se destacam nos últimos 12 (doze) meses, bem como posições em aberto, na data deste Prospecto, as seguintes:

(i) O BTG Pactual é cotista do 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, que tem como gestora a Starboard Asset Ltda, sendo que referido fundo de investimento é, na presente data, acionista da Companhia. A participação indireta do BTG Pactual na Companhia é inferior a 10% do seu capital social e sem uma governança corporativa destacada;

(ii) O BTG Pactual é titular, na presente data, de 708.071 debêntures da 2ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em série única, para distribuição pública com esforços restritos da SPE 3R Petroleum S.A., nos termos do item "*18.5. Outros valores mobiliários emitidos no Brasil*" do Formulário de Referência da Companhia; e

(iii) A Companhia é detentora de Certificados de Depósito Bancários (CDBs) de emissão do BTG Pactual no valor inicial de R$100,2 milhões com taxa correspondente a 103% do CDI, tendo sido emitidos em março de 2020 e com vencimento em março de 2021. Na data deste Prospecto, o saldo corresponde a aproximadamente R$101,2 milhões.

Nos termos dos itens "*6.3. Breve histórico*" e "*15.8. Outras informações relevantes*" do Formulário de Referência da Companhia, após cisão desproporcional do 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, o BTG Pactual, na qualidade de quotista, ou uma afiliada do BTG Pactual, passará a ser, após o cumprimento de determinadas condições precedentes, acionista da Companhia. Tal operação será realizada logo após a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia. A participação acionária do BTG Pactual antes da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia corresponderia a 6,555% (seis vírgula quinhentos e cinquenta e cinco por cento), a qual, no momento da cisão, será proporcionalmente reduzida com a emissão das ações ordinárias no âmbito desta Oferta.

Adicionalmente, o BTG Pactual e/ou sociedades de seu grupo econômico eventualmente possuem títulos e valores mobiliários de emissão da Companhia, diretamente ou por meio de fundos de investimento administrados e/ou geridos por tais sociedades, adquiridos em operações regulares em bolsa de valores a preços e condições de mercado. Todavia, a participação acionária do BTG Pactual e/ou sociedades integrantes do seu grupo econômico não atinge, e não atingiu, nos últimos 12 (doze) meses, mais que 5% do capital social da Companhia.

A Companhia ou outras sociedades de seu grupo econômico contrataram e poderão, no futuro, contratar o BTG Pactual e/ou sociedades do seu conglomerado econômico para celebrar acordos, em condições a serem acordadas oportunamente entre as partes, incluindo, entre outras a realização de investimentos, fusões e aquisições, financiamento e/ou em quaisquer outras operações financeiras ou de banco de investimento necessárias à condução das atividades da Companhia.

O BTG Pactual e/ou qualquer sociedade do seu grupo econômico poderão negociar outros valores mobiliários (que não ações ordinárias ou que não valores mobiliários referenciados, conversíveis ou permutáveis nas ações ordinárias) de emissão da Companhia. Adicionalmente, nos termos da regulamentação aplicável, o BTG Pactual e/ou qualquer sociedade do seu grupo econômico poderão (i) mediante a solicitação de seus clientes, adquirir ou alienar quaisquer valores mobiliários de emissão da Companhia, com o fim de prover liquidez; (ii) negociar valores mobiliários de emissão da Companhia com o fim de realizar arbitragem entre valores mobiliários e seus certificados de depósito e/ou arbitragem entre índice de mercado e contrato futuro referenciado nas Ações; e (iii) realizar operações destinadas a cumprir obrigações assumidas antes da contratação do BTG Pactual no âmbito da Oferta decorrentes de empréstimos de valores mobiliários, exercício de opções de compra ou venda por terceiros e/ou contratos de compra e venda a termo.

O BTG Pactual e/ou sociedades de seu grupo econômico poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as ações de emissão da Companhia como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar a seus clientes a taxa de retorno das ações de emissão da Companhia, contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (operações com *total return swap*). O BTG Pactual e/ou sociedades de seu grupo econômico poderão adquirir ações de emissão da Companhia como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e os preços das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto na seção “Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição” deste Prospecto, não há qualquer outra remuneração a ser paga, pela Companhia ao BTG Pactual ou a sociedades do seu conglomerado econômico no contexto da Oferta.

A Companhia declara que não há qualquer conflito de interesses envolvendo o BTG Pactual ou qualquer outra sociedade de seu conglomerado econômico com a Companhia ou qualquer outra sociedade do seu grupo econômico referente à atuação deste como instituição intermediária da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e o Itaú BBA

Na data deste Prospecto, a Companhia e/ou sociedades integrantes do seu grupo econômico possuem relacionamento comercial relevante com o Itaú BBA e demais sociedades do seu conglomerado financeiro, conforme detalhado a seguir:

(i) Prestação de serviço de *cash management* com início em novembro de 2010 com prazo de vencimento indeterminado, volumetria média mensal de R$12 milhões e remuneração média mensal de R$10 mil, o que implica em uma taxa ao mês de aproximadamente 0,08%. Tal serviço não conta com qualquer garantia;

(ii) Prestação de serviço de *cash management* com início em março de 2020 com prazo de vencimento indeterminado, volumetria média mensal de R$5 milhões e remuneração média mensal de R$700 mil, o que implica em uma taxa ao mês de aproximadamente 14,00%. Tal serviço não conta com qualquer garantia;

(iii) 15 (quinze) contratos de derivativos de compra NDF Asiático Comdty/Brent com datas de início entre 03/04/2020 e 02/07/2020 e datas de vencimento entre 01/09/2020 e 01/03/2021, volume total de R$44.492.558,00 e taxa efetiva entre 8,00% e 11,00%. Tais contratos não contam com quaisquer garantias;

(iv) 1 (um) contrato de derivativo de compra NDF Cambial com data de início em 25/03/2020 e vencimento em 29/05/2020, volume total de USD35 milhões a uma taxa de câmbio de 5,07 e taxa efetiva de 0,30%. Tal contrato não conta com quaisquer garantias; e

(v) 41 (quarenta e um) contratos de derivativo de venda NDF Asiático Comdty/Brent com datas de início entre 31/03/2020 e 21/07/2020 e datas de vencimento entre 01/09/2020 e 01/09/2021, volume total de risco alocado de R$29.100.502,00 e taxa efetiva entre 5,59% e 10,93%. Tais contratos não contam com quaisquer garantias.

Na data deste Prospecto, exceto pelo disposto acima e pelo relacionamento decorrente da presente Oferta, a Companhia e/ou sociedades de seu grupo econômico não possuem qualquer outro relacionamento relevante com o Itaú BBA e/ou as sociedades do seu conglomerado financeiro. Além disso, nos últimos 12 meses que antecederam o lançamento da presente Oferta, o Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro não participaram de qualquer outra oferta pública de títulos e valores mobiliários de emissão da Companhia.

A Companhia contratou e poderá vir a contratar, no futuro, o Itaú BBA e/ou qualquer sociedade do seu conglomerado financeiro para celebrar acordos e para a realização de operações financeiras, a serem acordadas oportunamente entre as partes, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das atividades da Companhia.

A Companhia pode ou poderá vir a deter, no futuro, participação em fundos de investimentos geridos ou administrados pelo Itaú BBA e/ou qualquer sociedade do seu conglomerado financeiro.

O Itaú BBA e/ou sociedades integrantes do seu conglomerado financeiro e fundos de investimento administrados e/ou geridos por sociedades integrantes de seu grupo econômico eventualmente realizaram negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia e/ou possuem títulos e valores mobiliários de emissão e/ou lastreados em créditos originados pela Companhia e/ou de sociedades de seu grupo econômico, sendo que: (i) em nenhum caso tais negociações envolveram ações representativas de participações que atingiram nos últimos 12 meses, 5% do capital social da Companhia; e (ii) em todos os casos, consistiram em operações em bolsa de valores a preços e condições de mercado.

O Itaú BBA e/ou qualquer sociedade do seu conglomerado financeiro poderão negociar outros valores mobiliários (que não ações ordinárias ou que não valores mobiliários referenciados, conversíveis ou permutáveis nas ações ordinárias) de emissão da Companhia. Adicionalmente, nos termos da regulamentação aplicável, o Itaú BBA e/ou qualquer sociedade do seu conglomerado financeiro poderão (i) mediante a solicitação de seus clientes, adquirir ou alienar quaisquer valores mobiliários de emissão da Companhia, com o fim de prover liquidez; (ii) negociar valores mobiliários de emissão da Companhia com o fim de realizar arbitragem entre valores mobiliários e seus certificados de depósito e/ou arbitragem entre índice de mercado e contrato futuro referenciado nas Ações; e (iii) realizar operações destinadas a cumprir obrigações assumidas antes da contratação do Itaú BBA no âmbito da Oferta decorrentes de empréstimos de valores mobiliários, exercício de opções de compra ou venda por terceiros e/ou contratos de compra e venda a termo.

O Itaú BBA e/ou qualquer sociedade do seu conglomerado financeiro poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as ações ordinárias de emissão da Companhia como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar a seus clientes a taxa de retorno das ações contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (operação com *total return swap*). O Itaú BBA e/ou qualquer sociedade do seu conglomerado financeiro poderão adquirir ações ordinárias de emissão da Companhia como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e os preços das ações ordinárias da Companhia, sem, contudo, gerar demanda artificial durante Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto na seção “Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição” deste Prospecto, não há qualquer outra remuneração a ser paga, pela Companhia ao Itaú BBA ou a sociedades do seu conglomerado financeiro no contexto da Oferta.

A Companhia declara que não há qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Itaú BBA como instituição intermediária da Oferta.

Ainda, a Companhia declara que, além das informações prestadas acima, não há qualquer outro relacionamento relevante entre a Companhia e o Itaú BBA ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro.

Relacionamento entre a Companhia e a Genial

A Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A. e sua subsidiária Genial Institucional Corretora S.A. não possuem relacionamento com a Companhia.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

A subscrição das Ações apresenta certos riscos e possibilidades de perdas patrimoniais que devem ser cuidadosamente considerados antes da tomada de decisão de investimento. **Recomenda-se aos potenciais investidores, incluindo-se os Investidores Institucionais, que leiam o Prospecto, em especial as seções "Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações" e "Sumário da Companhia - Principais Fatores de Risco da Companhia", a partir das páginas 89 e 31, respectivamente, bem como a seção "4. Fatores de Risco" do Formulário de Referência antes de tomar qualquer decisão de investir nas Ações.**

Os Coordenadores da Oferta recomendam fortemente que os Investidores Não Institucionais interessados em participar da Oferta leiam, atenta e cuidadosamente, os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva, especialmente os procedimentos relativos ao pagamento do Preço por Ação e à liquidação da Oferta. **É recomendada a todos os investidores a leitura deste Prospecto e do Formulário de Referência antes da tomada de qualquer decisão de investimento.**

Os investidores que desejarem obter exemplar deste Prospecto Definitivo e acesso aos anúncios e avisos referentes à Oferta ou informações adicionais sobre a Oferta ou, ainda, realizar reserva das Ações, deverão dirigir-se aos seguintes endereços da Companhia, dos Coordenadores da Oferta e/ou das Instituições Participantes da Oferta indicadas abaixo ou junto à CVM e à B3.

COMPANHIA

3R Petroleum Óleo e Gás S.A.
Rua Visconde de Ouro Preto, nº 5, sala 601, Botafogo
CEP 22.250-180, Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Tel.: +55 (21) 3475-5577
www.ri.3rpetroleum.com (neste *website,* clicar em "Documentos da Oferta")

COORDENADORES DA OFERTA

Coordenador Líder

XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Avenida Ataulfo de Paiva, nº 153, 5º e 8º andares, Leblon
CEP 22440-032, Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Vitor Saraiva
Tel.: +55 (21) 3265-3700
www.xpi.com.br (neste website, clicar em "Investimentos", depois clicar em "Oferta Pública", em seguida clicar em "Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo **e** Gás S.A.").

Banco BTG Pactual S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.477, 14º andar
CEP 04538-133, São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Nazari
Tel.: +55 (11) 3383-2000
https://www.btgpactual.com/investment-bank (neste website, clicar em "Mercado de Capitais – Download", depois em "2020" e, a seguir, logo abaixo de "Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.")

Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.500, 1º, 2º, 3º (parte), 4º e 5º andares
CEP 04538-132, São Paulo, SP
At.: Renata Domingues
Tel.: +55 (11) 3708-8000
http://www.itau.com.br/itaubba-pt/nossos-negocios/ofertas-publicas/ (neste website, clicar em "3R Petroleum Óleo **e** Gás S.A." e, posteriormente, clicar em "2020" e, em seguida, em "Oferta Pública Inicial de Ações (IPO)")

Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A.
Rua Surubim, 373, 4º andar
CEP 04571-050, São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Morais
Tel.: +55 (11) 3206-8080
https://www.genialinvestimentos.com.br (neste website, clicar em "Onde Investir" e então clicar em "Oferta Públicas" e localizar o "Prospecto").

Instituições Consorciadas

Informações adicionais sobre as Instituições Consorciadas podem ser obtidas nas dependências das Instituições Consorciadas credenciadas junto à B3 para participar da Oferta, bem como na página da rede mundial de computadores da B3 (www.b3.com.br).

Este Prospecto Definitivo também estará disponível nos seguintes endereços e websites: (i) **CVM**, situada na Rua Sete de Setembro, nº 111, 5º andar, CEP 20159-900, na cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, e na Rua Cincinato Braga, nº 340, 2º, 3º e 4º andares, CEP 01333-010, na cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo (www.cvm.gov.br, neste *website* acessar "Central de Sistemas" na página inicial, acessar "Ofertas Públicas", em seguida, "3R Petroleum Óleo e Gás S.A."); e (ii) **B3** (http://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/solucoes-para-emissores/ofertas-publicas/ – neste *website* acessar "Ofertas em andamento", depois clicar em "Empresas", depois clicar em "3R Petroleum Óleo e Gás S.A." e posteriormente acessar "Prospecto Definitivo").

IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, COORDENADORES, CONSULTORES E AUDITORES

Companhia

3R Petroleum Óleo e Gás S.A.
Rua Visconde de Ouro Preto, nº 5, sala 601, Botafogo
CEP 22.250-180, Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Tel.: +55 (21) 3475-5577
www.ri.3rpetroleum.com

Coordenador Líder

XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Avenida Ataulfo de Paiva, nº 153, 5º e 8º andares, Leblon
CEP 22440-032, Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Vitor Saraiva
Tel.: +55 (21) 3265-3700
www.xpi.com.br

Coordenador

Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.500, 1º, 2º, 3º (parte), 4º e 5º andares
CEP 04538-132, São Paulo, SP
At.: Renata Domingues
Tel.: +55 (11) 3708-8000
http://www.itau.com.br

Coordenador e Agente Estabilizador

Banco BTG Pactual S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.477, 14º andar
CEP 04538-133, São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Nazari
Tel.: +55 (11) 3383-2000
www.btgpactual.com

Coordenador

Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A.
Rua Surubim, nº 373, 4º andar
CEP 04571-050, São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Morais
Tel.: +55 (11) 3206-8080
www.genialinvestimentos.com.br

KPMG Auditores Independentes

Rua do Passeio, 38, setor 2, 17º andar – Ed. Passeio Corporate
CEP 20021-290, Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Bruno Bressan Marcondes
Tel.: +55 (21) 2207-9400
www.kpmg.com.br

Consultores Legais Locais dos Coordenadores da Oferta

Barbosa, Müssnich Aragão Advogados
At.: Sra. Camila Goldberg/Sr. Felipe Prado
Avenida Pres. Juscelino Kubitschek, nº 1.455, 10º andar
CEP 04543-011, São Paulo, SP
Telefone: (11) 2179-4600
www.bmalaw.com.br

Consultores Legais Locais da Companhia

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados
At.: Sra. Vanessa Fiusa
Al. Joaquim Eugênio de Lima, 447
CEP 01403-001, São Paulo, SP
Telefone: + 55 (11) 3147-2834
www.mattosfilho.com.br

Consultores Legais Estrangeiros dos Coordenadores da Oferta	Consultores Legais Estrangeiros da Companhia
Simpson Thacher & Bartlett LLP Avenida Pres. Juscelino Kubitschek, 1.455 CEP, 04543-011, São Paulo, SP At.: Sr. Grenfel Calheiros Tel.: +55 (11) 3546-1000 Fax: +55 (11) 3546-1002 www.stblaw.com	**Milbank LLP** Av. Brigadeiro Faria Lima, 4100, 5º andar CEP 04538-132, São Paulo, SP At.: Tobias Stirnberg Tel.: +55 (11) 3927-7700 www.milbank.com

Declaração de Veracidade das Informações

A Companhia e o Coordenador Líder prestaram declarações de veracidade das informações, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400. Estas declarações de veracidade estão anexas a este Prospecto a partir da página 155.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos líquidos provenientes da Oferta obtidos por nós serão, após a dedução das comissões e despesas estimadas devidas por nós no âmbito da Oferta, de aproximadamente 555.727.675,21, com base no Preço por Ação, sem considerar as Ações Suplementares.

Para informações detalhadas acerca das comissões e das despesas da Oferta, veja a seção "*Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição*", na página 69 deste Prospecto.

Os recursos líquidos provenientes da Oferta serão destinados para: (i) potenciais aquisições de ativos da Petrobras; (ii) pagamento das aquisições de ativos da Petrobras em curso; e (iii) aumento da posição de caixa de nosso principal ativo, o Polo de Macau.

A tabela abaixo resume os percentuais e valores estimados das destinações que pretendemos dar aos recursos líquidos provenientes da Oferta, após a dedução das comissões e despesas estimadas devidas por nós no âmbito da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares:

Destinação	Percentual Estimado (%)[1]	Valor Estimado
Potencial aquisição de ativos da Petrobras		
.....	55%	305.650.221,36
Pagamento das aquisições de ativos da Petrobras em curso	30%	166.718.302,56
Aumento da posição de caixa do nosso principal ativo, o Polo de Macau	15%	83.359.151,29
Total.....	**100%**	**555.727.675,21**

(1) No caso de exercício das Ações Suplementares, a destinação dos recursos permanecerá a mesma e os percentuais serão mantidos.

Potenciais aquisições de ativos da Petrobras

Pretendemos destinar cerca de 55% dos recursos líquidos provenientes da Oferta para potenciais aquisições de ativos da Petrobras. Temos por objetivo revitalizar campos terrestres e de águas rasas que há muito tempo não recebem investimentos significativos de seu atual operador devido à mudança de foco para o pré-sal. Portanto, mapeamos este ativos-alvo continuamente acompanhando os processos de desinvestimento da Petrobras.

Pagamento das aquisições de ativos da Petrobras em curso

Iremos destinar cerca de 30% dos recursos líquidos provenientes da Oferta para capitalizar nossas subsidiárias de modo a fazer frente aos processos de aquisição de ativos da Petrobras em curso. Celebramos em julho e agosto de 2020 "*Contratos de Compra e Venda*" com a Petrobras para adquirir 65% do ativo Pescada-Arabaiana, 100% do Polo Fazenda Belém e 100% do Polo Rio Ventura, que somam cerca de US$118 milhões a serem pagos ao vendedor. Iremos financiar parte destas obrigações de aquisições com os recursos líquidos da Oferta, parte com dívidas e também com a própria geração de caixa dos ativos. Segue abaixo breve descrição dos ativos, custos e condições de pagamento:

- **Polo Pescada**:

Breve Descrição: o polo compreende os campos de água rasas (shallow waters) de Pescada-Arabaiana e Dentão, localizados na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte;

Valor Total Devido: US$1,3 milhões, desconsiderando os efeitos da geração de caixa do ativo desde 01 de janeiro de 2020 até a data de fechamento da transação;

Prazo de Pagamento: US$1,3 milhões pagos na data de fechamento da transação (data ainda não definida, pois depende do andamento do processo de cessão das concessões junto à ANP). Conforme previsto no contrato de compra do ativo, deste pagamento será deduzida a geração de caixa do ativo desde janeiro de 2020 até a data de fechamento, cujo montante ainda não está definido e será apresentado pela Petrobrás no momento do fechamento da transação; e

Atualização dos Valores: Taxa Libor.

● **Polo Fazenda Belém**:

Breve Descrição: o Polo Fazenda Belém compreende os campos terrestres (onshore) de Fazenda Belém e Icapuí, localizados na bacia Potiguar, no estado do Ceará.

Valor Total Devido: US$26,4 milhões, desconsiderando os efeitos da geração de caixa do ativo desde 1º de abril de 2019 até a data de fechamento da transação;

Prazo de Pagamento: US$16,4 milhões pagos na data de fechamento da transação (data ainda não definida, pois depende do andamento do processo de cessão das concessões junto à ANP). Conforme previsto no contrato de compra do ativo, deste pagamento será deduzida a geração de caixa do ativo desde abril de 2019 até a data de fechamento, cujo montante ainda não está definido e será apresentado pela Petrobrás no momento do fechamento da transação. O remanescente de US$10,0 milhões será quitado em doze meses após a data de fechamento; e

Atualização dos Valores: Taxa Libor+6%.

● **Polo Rio Ventura**:

Breve Descrição: o polo compreende oito campos terrestres (onshore) de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, localizados na bacia Recôncavo, no estado da Bahia;

Valor Total Devido: US$90,4 milhões;

Prazo de Pagamento: US$31,2 milhões pagos na data de fechamento da transação (data ainda não definida, pois depende do andamento do processo de cessão das concessões junto à ANP). US$ 16,0 milhões será quitado em trinta meses após a data de fechamento. Do valor remanescente, metade será devida quando a média do preço do petróleo dos últimos doze meses for superior a US$48 por barril. A outra metade remanescente será paga quando a média do preço do petróleo dos últimos doze meses for superior a US$58 por barril. Estas duas últimas parcelas apenas serão devidas quando o preço do petróleo atingir os limites definidos, sem prazo máximo para esta ocorrência; e

Atualização dos Valores: Taxa Libor+4%.

Aumento da posição de caixa de nosso principal ativo, o Polo de Macau

Iremos destinar cerca de 15% dos recursos líquidos provenientes da Oferta para capitalizar nossa principal subsidiária, a SPE 3R, proprietária do ativo Macau, com o objetivo de melhorar a liquidez da companhia possibilitando ainda que possamos acelerar sua campanha de investimentos previstos de forma a elevar a sua produção, antecipando sua curva de produção certificada. E, ainda, esta destinação gera uma redução do risco principalmente de crédito de nossa principal subsidiária.

A efetiva aplicação dos recursos captados por meio da Oferta depende de diversos fatores que não podemos garantir que virão a se concretizar, dentre os quais as condições de mercado então vigentes, e se baseia em suas análises, estimativas e perspectivas atuais sobre eventos futuros e tendências. Alterações nesses e em outros fatores podem nos obrigar a rever a destinação dos recursos líquidos da Oferta quando de sua efetiva utilização.

Caso os recursos líquidos por nós captados por meio da Oferta sejam inferiores às suas estimativas, sua aplicação será reduzida de forma proporcional aos objetivos e observada a ordem de alocação disposta nas tabelas acima e, na hipótese de serem necessários recursos adicionais, poderemos efetuar emissão de outros valores mobiliários e/ou efetuar a contratação de linha de financiamento junto a instituições financeiras, os quais deverão ser contratados tendo como principal critério o menor custo de capital para nós.

Para mais informações sobre o impacto dos recursos líquidos auferidos por nós em decorrência da Oferta na nossa situação patrimonial, veja a seção “Capitalização” na página 111 deste Prospecto.

CAPITALIZAÇÃO

As informações constantes da coluna: (i) "Efetivo" foram extraídas das nossas Informações Trimestrais – ITR consolidadas relativas ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 e indicam a posição naquela data; (ii) os valores ajustados para refletir a conclusão dos Eventos Societários; e (iii) os valores ajustados para refletir o recebimento por nós dos recursos líquidos provenientes da Oferta, estimados em aproximadamente R$555.727.675,21, com base no Preço por Ação, após a dedução das comissões e despesas estimadas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares.

O investidor deve ler as informações da tabela abaixo em conjunto com as nossas Informações Financeiras Pro Forma relativas ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 e nossas Informações Trimestrais – ITR consolidadas relativas ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 e suas respectivas notas explicativas anexas a este Prospecto, e com as seções "3. Informações Financeiras Selecionadas" e "10. Comentários dos Diretores" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto a partir da página 661.

	Em 30 de junho de 2020		
	Efetivo	**Eventos Societários[(1)]**	**Ajustado Pós-Oferta[(2)]**
	(em milhares de R$)	*(em milhares de R$)*	*(em milhares de R$)*
Passivo circulante	15.288	72.129	72.129
Passivo não circulante	163.992	977.531	977.531
Patrimônio Líquido	**222.294**	**551.128**	**1.106.855**
Capitalização Total[(3)]	**401.574**	**1.600.788**	**2.156.515**

(1) Ajustado para refletir a conclusão dos Eventos Societários. Os valores apresentados são resultantes da incorporação dos saldos contábeis da 3R, conforme Informações Financeiras Trimestrais de 30 de junho de 2020 da 3R, aos saldos contábeis da Companhia, assim como apresentados em nossas Informações Financeiras Pro Forma relativas ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020. Para mais informações veja os itens "6.3 Breve Histórico" e "15.8 Outras informações relevantes" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

(2) Ajustado para refletir o recebimento de recursos líquidos provenientes da Oferta (sem considerar as Ações Suplementares), estimados em R$555.727.675,21, líquidos de comissões e despesas estimadas em R$44.272.333,79, com base no Preço por Ação.

(3) Capitalização total corresponde à soma dos valores relativos ao passivo circulante e não circulante e o patrimônio líquido. Ressalta-se que a definição de "Capitalização" pode variar de acordo com outras companhias.

Não houve alteração relevante em nossa capitalização total desde 30 de junho de 2020.

DILUIÇÃO

Os investidores que participarem da Oferta sofrerão diluição imediata de seu investimento, calculada pela diferença entre o Preço por Ação pago pelos investidores no âmbito da Oferta e o nosso valor patrimonial contábil por ação imediatamente após a Oferta.

Em 30 de junho de 2020, o valor do patrimônio líquido da Companhia era de R$222.294 mil e o valor patrimonial por ação de sua emissão, na mesma data, era de (i) R$5,19; (ii) R$186,95, considerando o Grupamento de Ações; ou (iii) R$7,19 considerando a conclusão dos Eventos Societários. O referido valor patrimonial por ação representa o valor do nosso patrimônio líquido consolidado dividido pelo número total de ações ordinárias de sua emissão em 30 de junho de 2020.

Considerando: (i) a colocação das Ações da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares, pelo Preço por Ação; (ii) o Grupamento das Ações; (iii) a conclusão dos Eventos Societários; e (iv) a conclusão da Oferta; após a dedução das comissões e despesas estimadas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta; o patrimônio líquido ajustado da Companhia em 30 de junho de 2020 seria de R$1.106.855 mil, representando um valor patrimonial de R$10,52 por ação de emissão da Companhia. Isso representaria (i) um aumento imediato do valor patrimonial contábil por ação de emissão da Companhia correspondente a R$5,33 para os acionistas existentes; e (ii) um aumento imediato do valor patrimonial contábil por ação de R$10,48 para os novos investidores, adquirentes de Ações no contexto da Oferta. Esse aumento representa a diferença entre o preço por ação ordinária de emissão da Companhia, calculado com base no Preço por Ação , e o valor patrimonial contábil por ação de emissão da Companhia imediatamente após a conclusão da Oferta.

Para informações detalhadas acerca das comissões e despesas da Oferta, veja a seção "*Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição*", na página 69 deste Prospecto Definitivo.

O quadro a seguir ilustra a diluição por Ação, com base em seu patrimônio líquido em 30 de junho de 2020 e considerando os impactos da realização da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares, do Grupamento de Ações e da conclusão dos Eventos Societários.

	Após a Oferta[6]
	(em Reais, exceto percentagens)
Preço por Ação[1]	21,00
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020	5,19
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020 ajustado para refletir o Grupamento das Ações[2]	186,95
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020 ajustado para refletir a conclusão dos Eventos Societários[3]	7,19
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020 ajustado para refletir o Grupamento das Ações[2], a conclusão dos Eventos Societários[3] e a Oferta	10,52
Aumento do valor contábil patrimonial líquido por ação em 30 de junho de 2020 para os atuais acionistas	5,33
Diluição do valor patrimonial contábil por ação para novos investidores[4]	10,48
Percentual de diluição imediata resultante da Oferta[5]	**49,9%**

(1) Com base no Preço por Ação.

(2) Considerando o Grupamento das Ações. Para mais informações veja o item "17.3 Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

(3) Considerando a conclusão dos Eventos Societários, através da emissão de 60.741.863 ações ordinárias e subscrição das mesmas proporcionalmente pelos acionistas da 3R. E emissão de outras 14.716.262 ações ordinárias por nós e subscrição das mesmas pela DBO Energia. De modo que a Companhia, ao final desses eventos, possua 76.647.199 ações ordinárias. Valores apresentados são baseados em nossas Informações Financeiras Pro Forma relativas ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020. Para mais informações veja os itens "6.3 Breve Histórico" e "15.8 Outras informações relevantes" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

(4) Para os fins aqui previstos, diluição representa a diferença entre o Preço por Ação a ser pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação de emissão da Companhia imediatamente após a conclusão da Oferta.

(5) O cálculo da diluição percentual dos novos investidores é obtido por meio da divisão do valor da diluição dos novos investidores pelo Preço por Ação.

(6) Considera os recursos advindos da Oferta, após a dedução de comissões e despesas e sem considerar as Ações Suplementares.

O Preço por Ação a ser pago pelos investidores no contexto da Oferta não guarda relação com o valor patrimonial contábil das Ações e foi fixado tendo como parâmetro as intenções de investimento manifestadas por Investidores Institucionais, considerando a qualidade da demanda (por volume e preço), no âmbito do Procedimento de *Bookbuilding*. Para maiores informações

sobre o Procedimento de Bookbuilding, veja a seção "*Informações Sobre a Oferta – Preço por Ação*", na página 68 deste Prospecto.

Além da diluição decorrente da Oferta, os acionistas da Companhia estarão sujeitos à diluição em razão do exercício de opções de compra de ações da Companhia no âmbito do Plano.

Planos de Opções

No âmbito do Plano poderão ser outorgadas opções representativas de, no máximo, 2,5% das ações representativas do nosso capital social.

O preço de exercício será determinado pelo Conselho de Administração ao tempo do lançamento do programa aplicável, utilizando por base, para o primeiro programa, o valor em moeda corrente compreendido entre (A) o valor da precificação inicial da Companhia na Oferta em ambiente bursátil e (B) o mesmo valor do item (A) submetido a um desconto de 25%.

Até a data deste Prospecto, não foram outorgadas quaisquer opções no âmbito do Plano. Para maiores informações, veja o item "*13. Remuneração dos administradores*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

O quadro a seguir ilustra a hipótese de diluição máxima, com base no patrimônio líquido da Companhia em 30 de junho de 2020 e considerando: (i) a realização da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares; (ii) o Grupamento de Ações; e (iii) a conclusão dos Eventos Societários.

	Em R$, exceto %
Preço por Ação[(1)]	21,00
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020	5,19
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020 ajustado para refletir o Grupamento das Ações[(2)]	186,95
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020 ajustado para refletir a conclusão dos Eventos Societários[(3)]	7,19
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de junho de 2020 ajustado para refletir o Grupamento das Ações, a conclusão dos Eventos Societários, a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano	10,12
Aumento no valor patrimonial contábil por ação atribuído aos acionistas existentes, considerando o Grupamento das Ações, a conclusão dos Eventos Societários, a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano	4,93
Diminuição do valor patrimonial contábil por ação aos novos investidores, considerando o Grupamento das Ações, a conclusão dos Eventos Societários, a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano[(4)]	10,88
Percentual de diluição imediata resultante do grupamento das Ações, da Oferta e da outorga e exercício da totalidade das opções previstas no Plano[(5)]	**51,8%**

(1) Com base no Preço por Ação.

(2) Considerando o Grupamento das Ações. Para mais informações veja o item "17.3 Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

(3) Considerando a conclusão dos Eventos Societários, através da emissão de 60.741.863 ações ordinárias e subscrição das mesmas proporcionalmente pelos acionistas da 3R. E emissão de outras 14.716.262 ações ordinárias por nós e subscrição das mesmas pela DBO Energia. De modo que a Companhia, ao final desses eventos, possua 76.647.199 ações ordinárias. Valores apresentados são baseados em nossas Informações Financeiras Pro Forma relativas ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020. Para mais informações veja os itens "6.3 Breve Histórico" e "15.8 Outras informações relevantes" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 661 deste Prospecto.

(4) Para os fins aqui previstos, essa diluição representa a diferença entre o Preço por Ação a ser pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação de emissão da Companhia imediatamente após a conclusão da Oferta.

(5) O cálculo da diluição percentual dos novos investidores é obtido por meio da divisão do valor da diluição dos novos investidores pelo Preço por Ação.

Histórico do Preço de Emissão de Ações

Nos últimos cinco anos, não houve aumentos de capitais e/ou aquisição de ações por nossos administradores e acionistas controladores.

Para informações referentes aos últimos aumentos do capital social da 3R, veja o item "*17.5. Outras Informações Relevantes*" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto Definitivo, a partir da página 661 deste Prospecto Definitivo.

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXOS

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXO A – ESTATUTO SOCIAL

(Página intencionalmente deixada em branco)

ESTATUTO SOCIAL

3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.

CNPJ/ME nº 12.091.809/0001-55

NIRE 33.3.0029459-7

CAPÍTULO I – DENOMINAÇÃO, SEDE, FORO, OBJETO SOCIAL E PRAZO DE DURAÇÃO

Artigo 1º. A Companhia denomina-se **3R Petroleum Óleo e Gás S.A.** e será regida pelo presente Estatuto Social, pelo Regulamento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("Regulamento do Novo Mercado" e "B3", respectivamente) e pela legislação aplicável às sociedades anônimas.

Parágrafo Primeiro - Com o ingresso da Companhia no Novo Mercado ("Novo Mercado"), sujeitam-se a Companhia, seus acionistas, incluindo acionistas controladores, administradores e membros do Conselho Fiscal, quando instalado, às disposições do Regulamento do Novo Mercado.

Parágrafo Segundo – Em caso de conflito entre as regras deste Estatuto Social e as regras do Regulamento do Novo Mercado, prevalecerão as disposições do Regulamento do Novo Mercado.

Artigo 2º. A Companhia tem sede e foro jurídico na cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180.

Parágrafo Único - A Companhia, por deliberação da Diretoria, poderá fixar e alterar o endereço da sede, bem como criar e extinguir filiais em qualquer parte do território nacional ou no exterior.

Artigo 3º. A Companhia tem por objeto social: (a) explorar, produzir e comercializar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP ("ANP") tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos; e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

Artigo 4º. A Companhia tem prazo indeterminado de duração.

CAPÍTULO II - CAPITAL SOCIAL

Artigo 5º. O capital social da Companhia é de R$ 326.579.763,22 (trezentos e vinte e seis milhões, quinhentos e setenta e nove mil, setecentos e sessenta e três reais e vinte e dois centavos), totalmente subscrito e integralizado, e dividido em 1.189.074 (um milhão, cento e oitenta e nove mil e setenta e quatro) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo Primeiro - Cada ação dará direito a um voto nas deliberações sociais.

Parágrafo Segundo - É vedado à Companhia a emissão de ações preferenciais e partes beneficiárias.

Parágrafo Terceiro - Todas as ações da Companhia são escriturais, mantidas em contas de depósito em nome de seus titulares, junto à instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), com quem a Companhia mantenha contrato de custódia em vigor, sem emissão de certificados. O custo do serviço de transferência da propriedade das ações escriturais poderá ser cobrado diretamente do acionista pela instituição depositária, conforme venha a ser definido no contrato de escrituração de ações, sendo respeitados os limites impostos pela legislação vigente.

Parágrafo Quarto - Na proporção do número de ações que possuírem, os acionistas terão preferência para a subscrição do aumento de capital, proporcionalmente às suas participações, salvo a renúncia ou cessão deste direito. O prazo para exercício do direito de preferência será de 30 (trinta) dias corridos, contados da data da publicação da ata ou do aviso aos acionistas realizado nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações").

Artigo 6º. O capital social da Companhia poderá ser aumentado, na forma do artigo 168 da Lei das Sociedades por Ações, independentemente de deliberação da Assembleia Geral e de reforma estatutária, até o limite de 1.800.000.000 (um bilhão, oitocentos milhões) de ações e excluídas as ações já emitidas.

Parágrafo Primeiro – O aumento do capital social, nos limites do capital autorizado, será realizado por meio da emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição mediante deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização. Ocorrendo subscrição com integralização em bens, a competência para o aumento de capital será da Assembleia Geral, ouvido o Conselho Fiscal, caso instalado.

Parágrafo Segundo – A Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição dentro do limite do capital autorizado, com exclusão do direito de preferência dos antigos acionistas ou com redução do prazo para seu exercício de que trata o artigo 171, parágrafo 4°, da Lei das Sociedades por Ações, quando a colocação for feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou através de permuta por ações, em oferta pública de aquisição de controle, ou ainda para fazer frente a planos de outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Terceiro - O limite do capital autorizado deverá ser automaticamente ajustado em caso de grupamento ou desdobramentos de ações.

Artigo 7º. A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, adquirir as próprias ações para permanência em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento, até o montante do saldo de lucro e de reservas, exceto a reserva legal, sem diminuição do capital

social, observadas as disposições legais e regulamentares aplicáveis.

CAPÍTULO III - ASSEMBLEIAS GERAIS

Artigo 8º. A Assembleia Geral é o órgão deliberativo da Companhia, que reunir-se-á, ordinariamente, nos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social, para deliberar sobre as matérias constantes do artigo 132 da Lei das Sociedades por Ações, e extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia assim o exigir.

Parágrafo Primeiro – As Assembleias Gerais serão convocadas pelo Conselho de Administração, ou, nos casos previstos em lei, pelo Conselho Fiscal ou por acionistas, em qualquer caso conforme procedimentos descritos na legislação aplicável.

Parágrafo Segundo - Ressalvadas as exceções previstas na Lei das Sociedades por Ações, as Assembleias Gerais serão convocadas com, no mínimo, 15 (quinze) dias corridos de antecedência para primeira convocação e, no mínimo, 8 (oito) dias corridos de antecedência para segunda convocação.

Parágrafo Terceiro – As Assembleias Gerais instalar-se-ão, em primeira convocação, com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 1/4 (um quarto) das ações emitidas com direito a voto, e, em segunda convocação, com a presença de qualquer número de acionistas presentes, nos termos do artigo 125 da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Quarto – A Assembleia Geral que tiver por objeto a reforma deste Estatuto Social se instalará, em primeira convocação, com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 2/3 (dois terços) do capital social com direito a voto, mas poderá instalar-se em segunda convocação com qualquer número de presentes.

Parágrafo Quinto – As deliberações das Assembleias Gerais, ressalvados os casos previstos em disposição cogente de lei, serão todas tomadas pela maioria absoluta dos acionistas titulares de ações presentes nas Assembleias, não se computando os votos em branco. Todo acionista poderá participar e votar à distância em Assembleia Geral, nos termos da Lei das Sociedades por Ações e regulamentação da CVM.

Parágrafo Sexto – A Assembleia Geral somente poderá deliberar sobre assuntos da ordem do dia, constantes do respectivo edital de convocação, sendo vedada a aprovação de matérias sob a rubrica genérica.

Parágrafo Sétimo – Independentemente das formalidades de convocação, será considerada regular a Assembleia Geral a que comparecerem os acionistas representando a totalidade do capital social da Companhia.

Artigo 9º. As Assembleias Gerais serão presididas pelo Presidente do Conselho de Administração ou por pessoa indicada por ele. Na ausência do Presidente do Conselho de Administração, o Diretor de Relação com Investidores deverá indicar o presidente da assembleia. Na ausência de ambos, por pessoa indicada pelos acionistas, por maioria de votos. O presidente da Assembleia Geral nomeará um dos indivíduos presentes para atuar na qualidade de secretário.

Artigo 10º. Compete exclusivamente à Assembleia Geral, além das demais atribuições

previstas em lei ou neste Estatuto Social:

(a) alterar e/ou reformar o Estatuto Social, inclusive procedendo ao aumento e/ou redução de capital social, observadas as disposições do artigo 6° do presente Estatuto Social;

(b) atribuir bonificações em ações e decidir sobre eventuais grupamentos e desdobramentos de ações;

(c) eleger e/ou destituir, a qualquer tempo, os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando houver, bem como definir o número de membros do Conselho de Administração da Companhia;

(d) tomar, anualmente, as contas dos administradores e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;

(e) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro líquido do exercício;

(f) deliberar sobre a dissolução, liquidação, fusão, cisão, transformação ou incorporação (inclusive incorporação de ações) da Companhia, sobre a eleição e destituição de liquidantes, bem como sobre o Conselho Fiscal que deverá funcionar no período de liquidação, e o julgamento de suas contas e partilha do acervo social em caso de liquidação;

(g) fixar o limite global anual da remuneração dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e, se instalado, do Conselho Fiscal; observado que caberá ao Conselho de Administração deliberar sobre a distribuição individual da remuneração do próprio Conselho de Administração, da Diretoria e, se instalado, do Conselho Fiscal;

(h) autorizar a emissão de debêntures conversíveis em ações e outros títulos conversíveis em ações, observado o disposto no artigo 6º deste Estatuto Social;

(i) deliberar sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;

(j) autorizar os administradores a confessar falência e pedir recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia;

(k) aprovar planos de opções de ações (*stock option*) ou instrumentos similares que envolvam a emissão de ações de emissão da Companhia ou de suas subsidiárias ou a entrega de ações em tesouraria, em favor de qualquer administrador ou empregado da Companhia ou de suas subsidiárias, bem como quaisquer modificações posteriores do referido plano;

(l) dispensar a realização de oferta pública de aquisição de ações ("OPA") para saída do Novo Mercado; e

(m) criação, alteração ou extinção de qualquer reserva estatutária da Companhia.

CAPÍTULO IV - ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA

Artigo 11. A administração da Companhia competirá ao Conselho de Administração e à Diretoria, respeitadas as competências e atribuições legais e estatutárias de cada um desses órgãos.

Parágrafo Primeiro – Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente ou principal executivo da Companhia não poderão ser acumulados pela mesma pessoa, exceto na hipótese de vacância, observados os termos do Regulamento do Novo Mercado.

Parágrafo Segundo - A posse dos administradores e dos membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes, fica condicionada à assinatura de termo de posse, que deve contemplar sua sujeição à cláusula compromissória referida no artigo 38 abaixo.

Parágrafo Terceiro - O mandato dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria se estenderá até a investidura dos respectivos sucessores, exceto se de outra forma for deliberado pela Assembleia Geral.

Parágrafo Quarto - Os administradores estão dispensados de prestar caução em garantia de sua gestão.

Seção I –Conselho de Administração

Artigo 12. O Conselho de Administração será constituído de, no mínimo, 5 (cinco) membros e, no máximo, 11 (onze) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição.

Parágrafo Primeiro – Dos membros do Conselho de Administração, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento), o que for maior, deverão ser conselheiros independentes, conforme a definição do Regulamento do Novo Mercado, devendo a caracterização dos indicados ao Conselho de Administração como conselheiros independentes ser deliberada na Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerados como independentes os conselheiros eleitos mediante faculdade prevista pelo artigo 141, parágrafos 4º e 5º, da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador.

Parágrafo Segundo – Quando, em decorrência do cálculo do percentual referido no parágrafo acima, o resultado gerar um número fracionário, a Companhia deve proceder ao arredondamento para o número inteiro imediatamente superior.

Parágrafo Terceiro – Os conselheiros, em sua primeira reunião, determinarão, dentre eles, quem será o Presidente do Conselho.

Parágrafo Quarto - O Presidente do Conselho de Administração, em suas ausências e ou impedimentos temporários nas reuniões do Conselho de Administração, será substituído, nas funções atribuídas a tal posição de Presidente por este Estatuto Social ou pelo regimento interno daquele órgão, por outro conselheiro por ele indicado por escrito. Caso o Presidente do Conselho de Administração não tenha indicado outro conselheiro para substituí-lo, os demais conselheiros reunidos, por maioria simples de votos, indicarão um substituto dentre os membros do Conselho de Administração.

Parágrafo Quinto - No caso de destituição, morte, renúncia, impedimento comprovado, invalidez ou ausência injustificada por mais de 30 (trinta) dias consecutivos ou qualquer outro evento que leve à vacância definitiva do cargo do Conselho de Administração, o substituto será nomeado pelos conselheiros remanescentes, observado o disposto no parágrafo primeiro acima,

e completará o mandato do conselheiro substituído. Se ocorrer vacância da maioria dos cargos, a Assembleia Geral será convocada para proceder a nova eleição.

Parágrafo Sexto - Além do disposto neste Estatuto Social, o funcionamento do Conselho de Administração também deverá observar o disposto em seu Regimento Interno.

Artigo 13. O Conselho de Administração realizará reuniões ordinárias, 4 (quatro) vezes por ano, ao final de cada trimestre, e extraordinárias sempre que os interesses sociais o exigirem, mediante convocação de seu Presidente ou conselheiro por ele nomeado como procurador, ou mediante convocação pela maioria dos membros do Conselho de Administração, observado o prazo mínimo de antecedência de 5 (cinco) dias, e com apresentação da pauta dos assuntos a serem tratados, ressalvados os casos de urgência, nos quais as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente ou pela maioria dos seus membros, sem a observância do referido prazo, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho. As convocações poderão ser feitas por carta com aviso de recebimento ou por qualquer outro meio, eletrônico ou não, que permita a comprovação de recebimento.

Parágrafo Primeiro - Das reuniões será lavrada ata em livro próprio, a qual será publicada nas hipóteses previstas em lei e na regulamentação aplicável.

Parágrafo Segundo - Independentemente das formalidades previstas neste artigo, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os conselheiros.

Artigo 14. As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas em primeira convocação com a presença da maioria dos seus membros e em segunda convocação por qualquer número.

Parágrafo Primeiro – Os conselheiros poderão participar e votar (inclusive antecipadamente) à distância, por meio de telefone, videoconferência, e-mail ou qualquer outro meio eletrônico, nos termos do Regimento Interno do Conselho de Administração, sendo certo que o Presidente da reunião do Conselho de Administração poderá assinar o Livro de Reunião de Conselho de Administração em nome dos conselheiros que votarem à distância, por telefone, videoconferência, por e-mail ou qualquer outro meio eletrônico. O conselheiro que assim participar será considerado presente em referida reunião e deverá enviar o inteiro teor de seu voto por escrito, por meio de carta ou e-mail. Qualquer conselheiro poderá indicar outro conselheiro para representá-lo em uma reunião, via procuração, inclusive para assinar o Livro de Reunião do Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo – Uma vez instaladas, as reuniões do Conselho de Administração serão presididas pelo Presidente do Conselho de Administração, ou, em sua ausência, por outro conselheiro indicado por escrito pelo Presidente do Conselho de Administração ou, ainda, qualquer pessoa indicada pelos conselheiros presentes à reunião do Conselho de Administração por maioria simples de votos. O presidente da reunião convidará um dos presentes para secretariar os trabalhos.

Parágrafo Terceiro - As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas por maioria absoluta dos seus membros.

Artigo 15. Os conselheiros deverão se abster de intervir e votar nas deliberações relacionadas a assuntos sobre os quais tenham ou representem interesse conflitante com a Companhia, devendo respeitar as regras relativas a conflito de interesse estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações.

Artigo 16. O Conselho de Administração, além dos poderes previstos em lei, terá as seguintes atribuições:

(a) fixar a orientação geral dos negócios, inclusive aprovando plano de negócios, política de investimentos, avaliação da governança e da remuneração da Companhia e das sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle;

(b) eleger e destituir os diretores da Companhia;

(c) indicar para a Diretoria os administradores a serem eleitos nas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, bem como deliberar sobre a sua destituição;

(d) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia e de suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em via de celebração e sobre quaisquer outros atos, seja de controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle;

(e) estabelecer a remuneração individual dos administradores da Companhia, suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, observado o disposto no artigo 11 do presente Estatuto Social;

(f) deliberar sobre qualquer aumento do capital social da Companhia ou emissão de ações ou de títulos conversíveis ou permutáveis por ações, dentro do capital autorizado, conforme artigo 6º deste Estatuto Social;

(g) deliberar sobre a emissão, pela Companhia ou por suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, de debêntures simples, não conversíveis em ações, *commercial papers*, notas promissórias, *bonds, notes* e de quaisquer outros títulos de uso comum no mercado, para distribuição pública ou privada;

(h) convocar a Assembleia Geral da Companhia quando julgar conveniente ou nas hipóteses exigidas pela Lei das Sociedades por Ações;

(i) manifestar-se sobre o relatório da administração, as contas da diretoria da Companhia e as demonstrações financeiras da Companhia, bem como deliberar sobre sua submissão à Assembleia Geral;

(j) apreciar os resultados trimestrais das operações da Companhia;

(k) submeter à Assembleia Geral Ordinária da Companhia proposta de destinação do lucro líquido do exercício;

(l) aprovar, *ad referendum* da Assembleia Geral da Companhia, o pagamento de dividendos intermediários ou intercalares, conforme artigo 27, parágrafo terceiro, abaixo;

(m) escolher e destituir os auditores independentes da Companhia, bem como determinar à Diretoria a escolha dos auditores das sociedades controladas, coligadas e investidas, que detenha o controle, observando, nessa escolha, o disposto na regulamentação aplicável. A empresa de auditoria externa da Companhia reportar-se-á ao Conselho de Administração;

(n) autorizar previamente a celebração de acordos de sócios ou acionistas envolvendo a Companhia, as sociedades controladas, coligadas e investidas, que detenha o controle;

(o) convocar a qualquer tempo os Diretores da Companhia, das suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, individualmente ou em conjunto, para prestar esclarecimentos e informações, apresentar documentos ou relatórios;

(p) aprovar a lista de beneficiários e a celebração dos contratos individuais para a outorga de opções para aquisição de ações da Companhia (*stock option*) ou a entrega de ações da Companhia a qualquer administrador, colaborador ou empregado da Companhia ou de suas sociedades controladas, conforme os termos e condições previstos nos respectivos planos e programas, podendo delegar a administração de tais planos e programas a um de seus comitês de assessoramento;

(q) aprovar operação ou conjunto de operações celebrados com partes relacionadas da Companhia cujo valor seja superior, em um mesmo exercício social, a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);

(r) aprovar, pela Companhia, a venda ou compromissos de alienação ou qualquer forma de disposição de bens móveis, imóveis, inclusive ações/quotas das sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, bem como a cessão dos referidos bens ou promessa de cessão de direitos a eles relativos, quando os seus valores superem, em um mesmo exercício social, R$ 15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições;

(s) autorizar atos que importem a outorga de garantia de qualquer espécie em favor de terceiros em nome da Companhia em valor superior, em um mesmo exercício social, a R$ 15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições, salvo no caso de apresentação de garantia corporativa em favor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis para fins de descomissionamento, a qual será aprovada pela Diretoria;

(t) autorizar operações financeiras que representem assunção de dívida de qualquer natureza em nome da Companhia em valor superior, em um mesmo exercício social, a R$ 15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições;

(u) aprovar a aquisição ou a assunção de obrigações em nome da Companhia, em valor superior, em um mesmo exercício social, a R$ 15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições;

(v) manifestar-se, favorável ou contrariamente, a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de

parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias contados da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo: (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse da Companhia e do conjunto dos acionistas, inclusive em relação ao preço e aos potenciais impactos para a liquidez das ações; (ii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iii) as alternativas à aceitação da oferta pública de aquisição de ações disponíveis no mercado; (iv) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis;

(w) aprovação de oferta pública a ser lançada pela própria Companhia para saída do Novo Mercado ou de qualquer outro mercado no qual as ações da Companhia forem negociadas;

(x) aprovar as políticas, regimentos e códigos obrigatórios da Companhia ou de suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, nos termos das normas editadas pela CVM, do Regulamento do Novo Mercado e da legislação aplicável à Companhia;

(y) aprovar o orçamento do comitê de auditoria da Companhia, da área de auditoria interna e de eventuais outros comitês que sejam constituídos pela Companhia ou por suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, nos termos do parágrafo segundo abaixo;

(z) aprovar as atribuições da área de auditoria interna;

(aa) aprovar a constituição de subsidiárias ou aquisição de participação societária pela Companhia ou por suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle;

(bb) determinar o voto a ser proferido pela Companhia nas assembleias gerais, reuniões de conselho de administração (se houver) ou reuniões de sócios das sociedades das quais a Companhia seja acionista ou sócia, bem como instruir o voto a ser proferido pelos administradores de tais sociedades que tenham sido eleitos pela Companhia;

(cc) autorizar a participação da Companhia em leilões, licitações e/ou procedimentos administrativos de contratação promovidos por empresas públicas, sociedades de economia mista, sociedades estatais, ou por quaisquer outros órgãos governamentais, desde que os referidos procedimentos sejam realizados de forma vinculativa; e

(dd) resolver os casos omissos neste Estatuto Social e exercer outras atribuições que a lei, ou este Estatuto Social, não confira a outro órgão da Companhia.

Parágrafo Primeiro - O Conselho de Administração poderá alterar os limites, abrangência e as características e valores das operações, contratações, renúncias a direitos e demais assunções de responsabilidades por parte da Companhia, estabelecidos para práticas de atos dos diretores em casos específicos ou por tempo que julgar conveniente.

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração poderá estabelecer a formação de comitês técnicos e consultivos, com objetivos e funções definidos. Caberá ao Conselho de Administração estabelecer normas aplicáveis aos comitês, incluindo regras sobre composição, prazo,

remuneração e funcionamento.

Seção II – Diretoria

Artigo 17. A Diretoria, eleita pelo Conselho de Administração, será constituída de, no mínimo, 3 (três) membros, e, no máximo 7 (sete) membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor de Relações com Investidores, um Diretor Financeiro e os demais sem designação específica, observado o disposto no parágrafo terceiro abaixo. Todos os diretores serão residentes no país e terão mandato unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo Primeiro – Os diretores, salvo caso de destituição, ou deliberação em contrário do Conselho de Administração, permanecerão em seu cargo até a nomeação dos substitutos.

Parágrafo Segundo - Qualquer diretor poderá ser destituído a qualquer tempo pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro - Um diretor poderá acumular mais de uma função, desde que observado o número mínimo de diretores previsto na Lei de Sociedades por Ações.

Parágrafo Quarto - Os Diretores não poderão afastar-se do exercício de suas funções por mais de 30 (trinta) dias corridos consecutivos sob pena de perda de mandato, salvo na hipótese de licença concedida pela própria Diretoria.

Parágrafo Quinto - Em caso de ausência ou impedimento temporário do Diretor Presidente e caso este não tenha indicado um substituto, o Diretor Presidente será substituído pelo Diretor Financeiro. Na hipótese de impedimento definitivo ou vacância do cargo, será imediatamente convocada reunião do Conselho de Administração para que seja preenchido o cargo.

Parágrafo Sexto - No caso de vacância no cargo dos demais Diretores, será convocada reunião do Conselho de Administração para preenchimento do cargo em caráter definitivo até o término do mandato do respectivo cargo antes vacante, sendo admitida a reeleição. Até a realização da referida reunião do Conselho de Administração, o substituto provisório será escolhido pelo Diretor Presidente, dentre um dos Diretores, o qual acumulará mais de uma função.

Artigo 18. A Diretoria reunir-se-á, na sede social da Companhia, sempre que assim exigirem os negócios sociais, sendo convocada pelo Diretor Presidente, com antecedência mínima de 3 (três) dias, ou por quaisquer dos Diretores, neste caso, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias. As reuniões serão instaladas, em primeira convocação, com a presença de todos os seus membros e, em segunda convocação, com qualquer número de Diretores.

Parágrafo Primeiro - Independentemente das formalidades previstas neste artigo, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os Diretores.

Parágrafo Segundo - As reuniões da Diretoria serão presididas pelo Diretor Presidente, o qual deverá designar o secretário de cada reunião. Caso o Diretor Presidente não esteja presente, a reunião será presidida pelo Diretor Financeiro.

Parágrafo Terceiro - Os Diretores poderão participar e votar (inclusive antecipadamente) à distância, por meio de telefone, videoconferência, e-mail ou qualquer outro meio eletrônico, aplicando-se, *mutatis mutandis* e conforme aplicáveis, as disposições do Regimento Interno do

Conselho de Administração, sendo certo que o Presidente da reunião da Diretoria poderá assinar o Livro de Reuniões da Diretoria em nome dos Diretores que votarem à distância, por telefone, videoconferência, e-mail ou qualquer outro meio eletrônico. O Diretor que assim participar será considerado presente em referida reunião e deverá enviar o seu voto por escrito, por meio de carta ou e-mail. Qualquer Diretor poderá indicar outro Diretor para representá-lo em uma reunião, via procuração, inclusive para assinar o Livro de Reuniões da Diretoria.

Parágrafo Quarto - As deliberações da Diretoria serão tomadas por maioria absoluta dos seus membros.

Artigo 19. A Diretoria tem todos os poderes para praticar os atos necessários ao funcionamento regular da Companhia e à consecução do objeto social, observadas as disposições legais ou estatutárias pertinentes, bem como os planos de negócios orçamentos operacionais e orçamento de capital aprovados pelos acionistas, competindo-lhe administrar e gerir os negócios da Companhia, especialmente:

(a) coordenar o andamento das atividades normais da Companhia, incluindo o cumprimento das deliberações tomadas em Assembleias Gerais, em reuniões do Conselho de Administração e nas suas próprias reuniões;

(b) representar a Companhia em juízo ou fora dele, ativa e passivamente, podendo receber citações;

(c) executar os planos de negócios da Companhia aprovados pelo Conselho de Administração;

(d) assinar contratos e documentos que constituam obrigações, ativas e passivas para a Companhia, observados os requisitos deste Estatuto;

(e) submeter, anualmente, à apreciação do Conselho de Administração o relatório da Administração, as demonstrações financeiras e as contas da Diretoria;

(f) aprovar o plano de cargos e salários e o quadro de pessoal da Companhia;

(g) aprovar operação ou conjunto de operações celebrados com partes relacionadas da Companhia cujo valor seja inferior, em um mesmo exercício social, a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) e que estejam dentro do curso normal dos negócios da Companhia;

(h) abrir e encerrar filiais, agências ou sucursais, no Brasil ou no exterior, e fixar ou alterar os endereços dessas e da sede da Companhia; e

(i) autorizar a participação da Companhia em leilões, licitações e/ou procedimentos administrativos de contratação promovidos por empresas públicas, sociedades de economia mista, sociedades estatais, ou por quaisquer outros órgãos governamentais não vinculativos.

Parágrafo Primeiro - Os Diretores não poderão praticar atos fora dos limites estabelecidos neste Estatuto Social e em lei. Os Diretores devem abster-se de tomar medidas que contrariem as deliberações, instruções e normas fixadas pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo - As procurações a serem outorgadas pela Companhia serão sempre assinadas por 2 (dois) Diretores da Companhia, em conjunto, sendo 1 (um) dos Diretores

necessariamente o Diretor Presidente ou o Diretor Financeiro e, excetuando-se as outorgadas para fins judiciais, terão sempre prazo determinado de vigência de, no máximo, 1 (um) ano.

Artigo 20. Compete ao Diretor Presidente, além das demais atribuições previstas neste Estatuto Social:

(a) coordenar a direção geral dos negócios da Companhia, fixar as diretrizes gerais, assim como supervisionar as operações da Companhia;

(b) zelar pelo cumprimento de todos os membros da Diretoria das diretrizes estabelecidas pela Assembleia Geral e Conselho de Administração;

(c) convocar e presidir as reuniões da Diretoria;

(d) coordenar as atividades dos demais Diretores, observadas as atribuições específicas previstas neste Estatuto Social;

(e) fazer elaborar as demonstrações financeiras; e

(f) definir a repartição das competências entre os demais Diretores em relação às áreas não especificamente mencionadas neste Estatuto Social *ad referendum* do Conselho de Administração.

Artigo 21. Compete ao Diretor de Relações com Investidores:

(a) coordenar, administrar, dirigir e supervisionar o trabalho de relações com investidores, bem como representar a Companhia perante acionistas, investidores, analistas de mercado, a CVM, a B3, o Banco Central do Brasil e os demais órgãos de controle e demais instituições relacionadas às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, no Brasil e no exterior;

(b) prestar informações ao público investidor, à CVM, à B3, às demais Bolsas de Valores em que a Companhia tenha seus valores mobiliários negociados, a agências de rating, quando aplicável, e aos demais órgãos relacionados às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, conforme legislação aplicável, no Brasil e no exterior; e

(c) manter atualizados os registros da Companhia perante a CVM e a B3.

Artigo 22. Compete ao Diretor Financeiro, dentre outras atribuições que lhe venham a ser estabelecidas pelo Conselho de Administração:

(a) planejar, coordenar, organizar, dirigir e supervisionar as atividades relativas às áreas financeira, contábil, fiscal e de planejamento e controle da Companhia;

(b) coordenar o controle e movimentação financeira da Companhia, zelando pela saúde econômica e financeira;

(c) gerenciar o orçamento, controlar despesas, implantar controles e reportar o desempenho financeiro da Companhia;

(d) fazer elaborar as demonstrações financeiras; e

(e) movimentar qualquer conta bancária de titularidade da Companhia, o que inclui, sem limitação, poderes para (a) fazer transferências eletrônicas de fundos, (b) assinar cheques, (c)

fazer pagamentos, (d) fazer retiradas mediante recibos, (e) fazer investimentos, (f) celebrar contratos de câmbio, (g) obter acesso para e fazer uso de sistema de internet banking ou qualquer sistema similar, (h) requerer e receber extratos, cartões, talões de cheque, senhas e informações similares, (i) assinar documentos, formulários, requerimentos e instruções de transferências de recursos, e (j) fornecer e obter quaisquer informações.

Artigo 23. Os Diretores sem designação específica terão as funções que lhe sejam atribuídas pelo Conselho de Administração, por ocasião de sua eleição, ressalvada a competência de o Diretor Presidente fixar-lhe outras atribuições não conflitantes.

CAPÍTULO V –REPRESENTAÇÃO DA COMPANHIA

Artigo 24. A Companhia somente se vinculará mediante a assinatura de: (a) 2 (dois) Diretores em conjunto; ou, (b) 1 (um) Diretor em conjunto com 01 (um) Procurador nomeado com poderes específicos; ou, (c) 2 (dois) procuradores nomeados com poderes específicos.

Artigo 25. A Companhia poderá ser representada por um único diretor ou procurador na prática dos seguintes atos: (a) assinatura de correspondências e demais expedientes que não crie obrigações para a Companhia; (b) representação da Companhia em atividades relacionadas com o despacho aduaneiro; (c) prática de atos de simples rotina administrativa, inclusive perante órgãos governamentais, agências reguladores, autarquias, repartições e entidades públicas, federais, estaduais ou municipais, Receita Federal do Brasil em todas as regiões fiscais, Instituto Nacional do Seguro Social – INSS, Fundo de Garantia por Tempo de Serviços – FGTS, Juntas Comerciais Estaduais, Serviço Notarial de Registro de Títulos e Documentos e de Pessoas Jurídicas, e outras da mesma natureza.

CAPÍTULO VI - CONSELHO FISCAL

Artigo 26. A Companhia poderá ter um Conselho Fiscal, de caráter não permanente, que exercerá as atribuições impostas por lei e que somente será instalado nos exercícios sociais em que assim solicitarem os acionistas, conforme previsto em lei.

Parágrafo Primeiro - O Conselho Fiscal será composto de 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, acionistas ou não, residentes no país, sendo admitida à reeleição, em caso de reinstalação. O Conselho Fiscal da Companhia será composto, instalado e remunerado em conformidade com a legislação em vigor.

Parágrafo Segundo – Os membros do Conselho Fiscal serão eleitos pela Assembleia Geral que aprovar a instalação do órgão e seus mandatos terminarão sempre na Assembleia Geral Ordinária subsequente à sua eleição.

CAPÍTULO VII - EXERCÍCIO SOCIAL E DESTINAÇÃO DOS LUCROS

Artigo 27. O exercício social da Companhia começa em 1º de janeiro e termina em 31 de dezembro de cada ano. Ao término de cada exercício social serão elaboradas as demonstrações financeiras previstas em lei.

Parágrafo Primeiro - As demonstrações financeiras da Companhia deverão ser auditadas por auditores independentes registrados na CVM, de acordo com as disposições legais aplicáveis.

Parágrafo Segundo - Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, os órgãos da administração da Companhia apresentarão à Assembleia Geral proposta sobre a destinação a ser dada ao lucro líquido, com observância do disposto neste Estatuto Social e na Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Terceiro - Por deliberação do Conselho de Administração, a Companhia poderá (i) levantar balanços semestrais, trimestrais ou de períodos menores, e declarar dividendos ou juros sobre capital próprio dos lucros verificados em tais balanços; ou (ii) declarar dividendos ou juros sobre capital próprio intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual.

Parágrafo Quarto - Os dividendos intermediários ou intercalares distribuídos poderão ser imputados ao dividendo obrigatório previsto neste Estatuto Social.

Parágrafo Quinto - A Companhia e os administradores deverão, pelo menos uma vez ao ano, realizar reunião pública com analistas e quaisquer outros interessados, para divulgar informações quanto à situação econômico-financeira, projetos e perspectivas da Companhia.

Artigo 28. Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os eventuais prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda e a contribuição social.

Parágrafo Primeiro - O lucro líquido do exercício, apurado após as deduções mencionadas neste artigo, terá a seguinte destinação:

(i) 5% (cinco por cento) serão aplicados, antes de qualquer outra destinação, para constituição da reserva legal, que não excederá a 20% (vinte por cento) do capital social da Companhia. No exercício em que o saldo da reserva legal acrescido do montante das reservas de capital, de que trata o parágrafo 1º do artigo 182 da Lei das Sociedades por Ações, exceder 30% (trinta por cento) do capital social, não será obrigatória a destinação de parte do lucro líquido do exercício para a reserva legal;

(ii) uma parcela será destinada ao pagamento do dividendo anual mínimo obrigatório aos acionistas, observado o disposto no parágrafo segundo deste artigo;

(iii) o saldo remanescente do lucro líquido ajustado, após a destinação contida nos itens (i) e (ii) acima, será destinado à Reserva de Reinvestimento, a qual não excederá 80% (oitenta por cento) do capital social e cuja finalidade está prevista no parágrafo quarto deste artigo; e

(iv) o remanescente do lucro líquido ajustado será distribuído na forma de dividendos, conforme previsão legal.

Parágrafo Segundo - Aos acionistas é assegurado o direito ao recebimento de um dividendo obrigatório anual não inferior a 0,001% (um milésimo por cento) do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição de reserva legal; e (ii) importância destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas eventualmente formadas em exercícios anteriores.

Parágrafo Terceiro - O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante

do lucro líquido realizado, nos termos da lei.

Parágrafo Quarto – A Reserva de Reinvestimento terá como finalidade: (i) assegurar recursos para investimentos nos negócios da Companhia e suas controladas, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) reforçar o capital de giro; e (iii) compor fundos e mecanismos de salvaguarda necessários para o adequado desenvolvimento das atividades da Companhia e suas controladas. A Reserva de Reinvestimento poderá ser utilizada: (a) na absorção de prejuízos, sempre que necessário; (b) na distribuição de dividendos, a qualquer momento; (c) nas operações de resgate, amortização, reembolso ou compra de ações, autorizadas por lei; e (d) na incorporação ao capital social, inclusive mediante bonificações em ações novas.

Artigo 29. Por proposta da Diretoria, aprovada pelo Conselho de Administração, *ad referendum* da Assembleia Geral, a Companhia poderá pagar ou creditar juros aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio destes últimos, observada a legislação aplicável. As eventuais importâncias assim desembolsadas poderão ser imputadas ao valor do dividendo obrigatório previsto neste Estatuto Social.

Parágrafo Primeiro - Em caso de creditamento de juros aos acionistas no decorrer do exercício social e atribuição dos mesmos ao valor do dividendo obrigatório, será assegurado aos acionistas o pagamento de eventual saldo remanescente. Na hipótese de o valor dos dividendos ser inferior ao que lhes foi creditado, a Companhia não poderá cobrar dos acionistas o saldo excedente.

Parágrafo Segundo - O pagamento efetivo dos juros sobre o capital próprio, tendo ocorrido o creditamento no decorrer do exercício social, dar-se-á por deliberação do Conselho de Administração, no curso do exercício social ou no exercício seguinte.

Artigo 30. A Assembleia Geral poderá deliberar a capitalização de reservas de lucros ou de capital, inclusive as instituídas em balanços intermediários, observada a legislação aplicável.

Artigo 31. Os dividendos não recebidos ou reclamados prescreverão no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, e reverterão em favor da Companhia.

CAPÍTULO VIII – ALIENAÇÃO DE CONTROLE

Artigo 32. A alienação direta ou indireta de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição de que o adquirente do controle se obrigue a realizar OPA tendo por objeto as ações de emissão da Companhia de titularidade dos demais acionistas, observadas as condições e os prazos previstos na legislação e na regulamentação em vigor e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao alienante.

Parágrafo Primeiro - Em caso de alienação indireta do controle, o adquirente deve divulgar o valor atribuído à Companhia para os efeitos do preço da OPA, bem como divulgar a demonstração justificada desse valor.

Parágrafo Segundo - Para os fins deste artigo, entende-se por "controle" e seus termos correlatos o poder efetivamente utilizado por acionista de dirigir as atividades sociais e orientar

o funcionamento dos órgãos da Companhia, de forma direta ou indireta, de fato ou de direito, independentemente da participação acionária detida.

CAPÍTULO IX – REORGANIZAÇÃO SOCIETÁRIA

Artigo 33. Na hipótese de reorganização societária que envolva a transferência da base acionária da Companhia, as sociedades resultantes devem pleitear o ingresso no Novo Mercado em até 120 (cento e vinte) dias da data da Assembleia Geral que deliberou a referida reorganização.

Parágrafo Único – Caso a reorganização envolva sociedades resultantes que não pretendam pleitear o ingresso no Novo Mercado, a maioria dos titulares das ações em circulação da Companhia presentes na Assembleia Geral deverão dar anuência a essa estrutura.

CAPÍTULO X – SAÍDA VOLUNTÁRIA DO NOVO MERCADO

Artigo 34. Sem prejuízo do disposto no Regulamento do Novo Mercado, a saída voluntária do Novo Mercado deverá ser precedida de OPA que observe os procedimentos previstos na regulamentação editada pela CVM sobre OPA para cancelamento de registro de companhia aberta e os seguintes requisitos: (i) o preço ofertado deve ser justo, sendo possível o pedido de nova avaliação da Companhia na forma estabelecida na Lei das Sociedades por Ações; e (ii) acionistas titulares de mais de 1/3 (um terço) das ações em circulação deverão aceitar a OPA ou concordar expressamente com a saída do referido segmento sem a efetivação de alienação das ações.

Parágrafo Único – A saída voluntária do Novo Mercado pode ocorrer independentemente da realização de oferta pública mencionada neste artigo, na hipótese de dispensa aprovada em Assembleia Geral, nos termos do Regulamento do Novo Mercado.

CAPÍTULO XI – OPA POR ATINGIMENTO DE PARTICIPAÇÃO RELEVANTE

Artigo 35. Qualquer pessoa que venha a adquirir ou se torne titular, por qualquer motivo, de ações de emissão da Companhia, ou de outros direitos, inclusive usufruto ou fideicomisso, sobre ações de emissão da Companhia em quantidade igual ou superior a 20% (vinte por cento) do seu capital social ("Pessoa Relevante") deverá, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a contar da data de aquisição ou do evento que resultou na titularidade de ações em quantidade igual ou superior a 20% (vinte por cento) do total de ações de emissão da Companhia, efetivar uma OPA para a totalidade das ações de emissão da Companhia, observando-se o disposto na regulamentação aplicável da CVM, notadamente a Instrução CVM 361, os regulamentos da B3 e os termos deste artigo, sendo que na hipótese de OPA sujeita a registro, o prazo de 60 (sessenta) dias referido acima será considerado cumprido se neste período for solicitado tal registro.

Parágrafo Primeiro - O preço de aquisição na OPA de cada ação de emissão da Companhia não poderá ser inferior ao maior entre (i) 125% (cento e vinte e cinco por cento) do preço de emissão das ações no mais recente aumento de capital realizado mediante distribuição pública ocorrido no período de 12 (doze) meses que anteceder a data em que se tonar obrigatória a realização da OPA nos termos deste artigo, devidamente atualizado pelo IPCA até o momento do pagamento, e (ii) 125% (cento e vinte e cinco por cento) da média ponderada da cotação unitária média das ações de emissão da Companhia durante o período de 90 (noventa) dias de negociação

anterior à realização da OPA na bolsa de valores em que houver o maior volume de negociações das ações de emissão da Companhia.

Parágrafo Segundo - A OPA deverá ser paga à vista, em moeda corrente nacional e corresponder, no mínimo, ao maior preço pago pela Pessoa Relevante para aquisição, subscrição ou outra forma que garantiu a titularidade das ações com direito a voto de emissão da Companhia nos 12 (doze) meses que antecederem o atingimento de Participação Acionária Relevante, ajustado por eventos societários, tais como a distribuição de dividendos ou juros sobre o capital próprio, grupamentos, desdobramentos, bonificações, exceto aqueles relacionados a operações de reorganização societária

Parágrafo Terceiro - A Pessoa Relevante deverá atender eventuais solicitações ou exigências da CVM relativas à oferta pública de aquisição de ações dentro dos prazos prescritos na regulamentação aplicável.

Parágrafo Quarto - Na hipótese de a Pessoa Relevante não cumprir com as obrigações impostas por este artigo 35, inclusive no que concerne ao atendimento dos prazos máximos para a realização da OPA, o Conselho de Administração da Companhia convocará Assembleia Geral Extraordinária, na qual a Pessoa Relevante não poderá votar, para deliberar sobre a suspensão do exercício dos seus direitos em vista do não cumprimento das obrigações imposta por este artigo 35, conforme disposto no artigo 120 da Lei das Sociedades por Ações, sem prejuízo da responsabilidade por perdas e danos causados aos demais acionistas.

Parágrafo Quinto - O disposto neste artigo 35 não se aplica na hipótese de uma pessoa se tornar titular de ações de emissão da Companhia em quantidade superior a 20% (vinte por cento) do total das ações de sua emissão em decorrência de: (i) sucessão legal, sob a condição de que o acionista aliene o excesso de ações em até 60 (sessenta) dias contados do evento relevante; (ii) reorganização societária dentro do grupo econômico da Companhia, incluindo, sem limitação, a cessão e/ou transferência de ações de emissão da Companhia entre empresas controladoras e controladas ou sociedades sob controle comum; ou (iii) de incorporação de uma outra sociedade pela Companhia ou a incorporação de ações de uma outra sociedade pela Companhia.

Parágrafo Sexto - As obrigações constantes do artigo 254-A da Lei de Sociedade por Ações e do artigo 32 deste Estatuto Social não excluem o cumprimento pela Pessoa Relevante das obrigações constantes deste artigo, ressalvado o disposto no artigo 36 e artigo 37 deste Estatuto Social.

Parágrafo Sétimo - Caso a regulamentação da CVM aplicável à OPA prevista neste artigo determine a adoção de um critério de cálculo para a fixação do preço de aquisição de cada ação da Companhia na OPA que resulte em preço de aquisição superior àquele determinado nos termos do parágrafo 1º deste artigo 35, este deverá prevalecer na efetivação da OPA prevista neste artigo 35.

Artigo 36. A Companhia ou os acionistas responsáveis pela realização da OPA prevista neste

Capítulo, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM poderão assegurar sua efetivação por intermédio de qualquer acionista, terceiro e, conforme o caso, pela Companhia. A Companhia ou o acionista, conforme o caso, não se eximem da obrigação de realizar a OPA até que a mesma seja concluída com observância das regras aplicáveis.

Artigo 37. É facultada a formulação de uma única OPA, visando a mais de uma das finalidades previstas neste Capítulo, no Capítulo de Alienação de Controle, no Capítulo de Reorganização Societária e no Capítulo de Saída Voluntária do Novo Mercado, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM, desde que seja possível compatibilizar os procedimentos de todas as modalidades de OPA e não haja prejuízo para os destinatários da oferta e seja obtida a autorização da CVM quando exigida pela legislação aplicável.

CAPÍTULO XII – CLÁUSULA ARBITRAL

Artigo 38. A Companhia, seus acionistas, administradores, membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes, se houver, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, na forma de seu regulamento, qualquer controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda da sua condição de emissor, acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal, em especial, decorrentes das disposições contidas na Lei nº 6.385/76, na Lei das Sociedades por Ações, neste Estatuto Social, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, dos demais regulamentos da B3 e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

CAPÍTULO XIII - DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 39. A Companhia observará, quando aplicável, os acordos de acionistas arquivados em sua sede, sendo expressamente vedado aos integrantes da mesa diretora da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração acatar declaração de voto de qualquer acionista, signatário de acordo de acionistas devidamente arquivado na sede da Companhia, que for proferida em desacordo com o que tiver sido ajustado no referido acordo, sendo também expressamente vedado à Companhia aceitar e proceder à transferência ou oneração de quaisquer ações e/ou à cessão de direito de preferência à subscrição de ações e/ou de outros valores mobiliários que não respeite o previsto e regulado em acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia.

Artigo 40. A Companhia dissolver-se-á e entrará em liquidação nos casos previstos em lei, cabendo à Assembleia Geral estabelecer o modo de liquidação, eleger o liquidante, ou liquidantes, e o Conselho Fiscal, caso seu funcionamento seja solicitado por acionistas que perfaçam o quórum estabelecido em lei ou na regulamentação expedida pela CVM, obedecidas as formalidades legais, fixando-lhes os poderes e a remuneração.

Artigo 41. A Companhia poderá indenizar e/ou manter indenes seus administradores, conselheiros fiscais e demais funcionários que exerçam cargo ou função de gestão na Companhia e suas controladas (em conjunto ou isoladamente "Beneficiários"), custeando ou reembolsando diretamente os Beneficiários por quaisquer despesas, danos ou prejuízos eventualmente incorridos a qualquer tempo e que estejam diretamente ou indiretamente relacionados ao

exercício de suas funções na Companhia, incluindo mas não limitados a honorários advocatícios, pareceres jurídicos, custas processuais e multas e indenizações nas esferas administrativa, civil ou penal, nos termos e condições de contratos de indenização a serem celebrados entre a Companhia e cada um dos Beneficiários, mediante aprovação pelo Conselho de Administração da Companhia.

Artigo 42. A Companhia deverá observar os acordos de acionistas arquivados em sua sede, quando houver, devendo a Diretoria abster-se de lançar transferências de ações e o Presidente da Assembleia Geral abster-se de computar votos contrários aos seus termos, nos termos do artigo 118 da Lei das Sociedades por Ações, conforme alterada.

Artigo 43. Os casos omissos relativos à interpretação deste Estatuto Social serão regulados pela Lei das Sociedades por Ações e pelo Regulamento do Novo Mercado.

Artigo 44. As disposições contidas no caput e nos parágrafos primeiro e segundo do artigo 1º, no parágrafo primeiro do artigo 11, nos parágrafos primeiro e segundo do artigo 12, no inciso (l) do artigo 10, nos incisos “w” e “x” do artigo 16 e nos artigos 32, 33, 34, 35, 36, 37 e 38 somente terão eficácia a partir da data de entrada em vigor do Contrato de Participação no Novo Mercado, a ser celebrado entre a Companhia e a B3.

*** * ***

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXO B – CÓPIA DA ATA DA ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA REALIZADA EM 31 DE AGOSTO DE 2020, QUE APROVOU, DENTRE OUTRAS MATÉRIAS, A REALIZAÇÃO DA OFERTA

(Página intencionalmente deixada em branco)

JUCERJA

NIRE (DA SEDE OU DA FILIAL QUANDO A SEDE FOR EM OUTRA UF)

33.3.0029459-7

Tipo Jurídico

Sociedade anônima

Porte Empresarial

Normal

Nº do Protocolo

00-2020/181422-6

JUCERJA

Útimo arquivamento:
00003933936 - 15/09/2020

NIRE: 33.3.0029459-7

3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.

Boleto(s):

Hash: 9A12E709-67EA-4D26-8F70-71A2EDECD5F2

Orgão	Calculado	Pago
Junta	610,00	610,00
DNRC	0,00	0,00

Nome

3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.

TERMO DE AUTENTICAÇÃO

Código Ato

002

Eventos

Cód	Qtde.	Descrição do Ato / Evento
022	1	Alteração / Alteração de Dados e de Nome Empresarial
xxx	xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
xxx	xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
xxx	xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
xxx	xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx

CERTIFICO O DEFERIMENTO POR CORINTHO DE ARRUDA FALCAO FILHO, FERNANDO ANTONIO MARTINS E KELEN CRISTINA NUNES DE ONOFRE SOB O NÚMERO E DATA ABAIXO:

NIRE / Arquivamento	CNPJ	Endereço / Endereço completo no exterior	Bairro	Municipio	Estado
00003947019	12.091.809/0001-55	Rua VISCONDE DE OURO PRETO 005	Botafogo	Rio de Janeiro	RJ
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx
xxxxxxxxxxx	xx.xxx.xxx/xxxx-xx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xx

Deferido em 07/10/2020 e arquivado em 07/10/2020

Nº de Páginas: 58

Capa Nº Páginas: 1/1

Bernardo Feijó Sampaio Berwanger
SECRETÁRIO GERAL

Observação:

Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro
Nome: OURO PRETO OLEO E GAS S A
Nome Novo: 3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
NIRE: 333.0029459-7 Protocolo: 00-2020/181422-6 Data do protocolo: 11/09/2020
CERTIFICO O ARQUIVAMENTO em 07/10/2020 SOB O NÚMERO 00003947019 e demais constantes do termo de autenticação.
Autenticação: 0BDD5B64C379D00EEF6833A416891E7969AA75B57617A284F31833D701070B14
Para validar o documento acesse http://www.jucerja.rj.gov.br/servicos/chanceladigital, informe o nº de protocolo.

Presidência da República
Secretaria de Micro e Pequena Empresa
Secretaria de Racionalização e Simplificação
Departamento de Registro Empresarial e Integração
Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro

NIRE (DA SEDE OU DA FILIAL QUANDO A SEDE FOR EM OUTRA UF)

33.3.0029459-7

Tipo Jurídico

Sociedade anônima

Porte Empresarial

Normal

Nº do Protocolo

00-2020/181422-6 11/09/2020 22:14:11

JUCERJA

Último arquivamento:
00003926273 - 31/08/2020

NIRE: 33.3.0029459-7

OURO PRETO OLEO E GAS S A

Boleto(s): 103477525

Hash: 9A12E709-67EA-4D26-8F70-71A2EDECD5F2

Orgão	Calculado	Pago
Junta	610,00	610,00
DREI	0,00	0,00

REQUERIMENTO

Ilmo Sr. Presidente da Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro

OURO PRETO OLEO E GAS S A

requer a v. sa o deferimento do seguinte ato:

Código do Ato
002

Código Evento	Qtde.	Descrição do ato / Descrição do evento
022	1	Alteração / Alteração de Dados e de Nome Empresarial
xxx	xxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
xxx	xxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
xxx	xxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
xxx	xxx	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx

Requerente

Nome:	Luiz Augusto de Azeredo Osorio de Castro
Assinatura:	ASSINADO DIGITALMENTE
Telefone de contato:	21996185191
E-mail:	losorio@cmalaw.com
Tipo de documento:	Digital
Data de criação:	11/09/2020
Data da 1ª entrada:	

Rio de Janeiro
Local

11/09/2020
Data

00-2020/181422-6

OURO PRETO ÓLEO E GÁS S.A.
CNPJ/ME nº 12.091.809/0001-55
NIRE 33.3.0029459-7

ATA DE ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA
REALIZADA EM 31 DE AGOSTO DE 2020

Data, Horário e Local: Aos 31 dias do mês de agosto de 2020, às 12:00 horas, na sede social da **OURO PRETO ÓLEO E GÁS S.A.** ("Companhia"), localizada na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Visconde de Ouro Preto, nº 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180.

Convocação e Presenças: Presentes os acionistas que representam a totalidade do capital social da Companhia, em razão do que foi dispensada a convocação, nos termos do artigo 124, §4º da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), conforme assinaturas apostas no Livro de Presença de Acionistas.

Mesa: Os trabalhos foram presididos pelo Sr. Fabio Vassel e secretariados pelo Sr. Matheus Dias.

Ordem do Dia: Deliberar sobre as seguintes matérias: **(i)** recebimento da renúncia dos atuais membros do Conselho de Administração; **(ii)** a eleição dos membros do Conselho de Administração, todos com mandato unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos; **(iii)** a nomeação e contratação, pela Companhia, da KPMG Auditores Independentes ("Empresa Avaliadora"), como empresa especializada para elaboração do laudo de avaliação do acervo líquido da 3R Petroleum e Participações S.A., inscrita no CNPJ sob o nº 02.926.320/0001-00 ("3R"), com base no Balanço Patrimonial especial a ser levantado para fins de incorporação da 3R pela Companhia ("Laudo de Avaliação"); **(iv)** a autorização aos atuais Diretores da Companhia e/ou procuradores a praticar todos os atos necessários à incorporação da 3R pela Companhia, podendo, inclusive, celebrar todos os atos e documentos necessários para tal fim; **(v)** a alteração da denominação social da Companhia; **(vi)** a submissão de pedido de registro de emissora de valores mobiliários, categoria "A", perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 480"); **(vii)** a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia ("Ações" e "Oferta", respectivamente); **(viii)** a submissão do (a) pedido de adesão da Companhia ao segmento especial de governança corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") denominado Novo Mercado ("Novo Mercado"), e (b) pedido de admissão à negociação das ações da Companhia na B3 e a celebração com a B3 do Contrato de Participação do Novo Mercado; **(ix)** a fixação da remuneração global anual dos administradores da Companhia para o exercício social de 2020; **(x)** a conversão das 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações preferenciais de emissão da Companhia em 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações ordinárias de emissão da Companhia, na relação de 1 (uma) ação ordinária por cada ação preferencial; **(xi)** o grupamento das ações ordinárias da Companhia na proporção de 36:1; **(xii)** a reforma integral do Estatuto Social da Companhia, inclusive para refletir a alteração da denominação social e para adaptá-lo às exigências legais e regulamentares de companhia aberta e ao regulamento do Novo Mercado; **(xiii)** a aprovação do Plano de Opção de

Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro
Nome: OURO PRETO OLEO E GAS S A
Nome Novo: 3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
NIRE: 333.0029459-7 Protocolo: 00-2020/181422-6 Data do protocolo: 11/09/2020
CERTIFICO O ARQUIVAMENTO em 07/10/2020 SOB O NÚMERO 00003947019 e demais constantes do termo de autenticação.
Autenticação: 0BDD5B64C379D00EEF6833A416891E7969AA75B57617A284F31833D701070B14
Para validar o documento acesse http://www.jucerja.rj.gov.br/servicos/chanceladigital, informe o nº de protocolo.

Ações da Companhia; e **(xiv)** a autorização para que o Conselho de Administração e a Diretoria, conforme o caso, pratiquem todos os atos necessários para a implementação das deliberações acima.

Deliberações: Colocadas as matérias em discussão e posterior votação, restaram aprovadas as seguintes matérias, de forma unânime e sem quaisquer ressalvas ou restrições:

(i) os acionistas tomaram conhecimento da renúncia dos Srs. (a) Fabio Vassel, brasileiro, casado, empresário, portador da carteira de identidade nº 2529247-2, emitida pela SSP/SP, inscrito no CPF/ME sob o nº 271.571.158-16, residente e domiciliado na cidade e Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.311, 1º andar, conjunto nº 11, parte, Itaim Bibi, ao cargo de Presidente do Conselho de Administração da Companhia; (b) Warley Isaac Noboa Pimentel, brasileiro, solteiro, administrador, portador da carteira de identidade nº 2233563-5, emitida pela SSP/SP, inscrito no CPF/ME sob nº 245.543.518-07, residente e domiciliado na cidade e Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.311, 1º andar, conjunto nº 11, parte, Itaim Bibi, ao cargo de Vice-Presidente do Conselho de Administração da Companhia; (c) Meton Barreto de Morais Neto, brasileiro, casado, engenheiro, portador da carteira de identidade nº 94011008162, expedida por SSP/CE, inscrito no CPF/ME sob o nº 619.357.513-87, residente e domiciliado na cidade e Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.311, 1º andar, conjunto nº 11, parte, Edifício Icon Faria Lima, Itaim Bibi, ao cargo de membro do Conselho de Administração da Companhia; (d) Paulo Manuel Mendes de Mendonça, português, casado, portador da carteira de identidade nº W060979-3, emitida por DPMAFRJ, inscrito no CPF/ME sob o nº 028.909.252-34, residente e domiciliado na cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Rua Carlos Gois, nº 131, Leblon, ao cargo de membro do Conselho de Administração da Companhia; (e) Edmundo Julio Jung Marques, brasileiro, casado, geólogo, portador da carteira de identidade nº 8009221915, expedida pelo SSP/RS, inscrito no CPF/ME sob o nº 427.922.820-53, residente e domiciliado na cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Lucio Costa, nº 3150, apto. 1313, Bloco I, Barra da Tijuca, ao cargo de membro do Conselho de Administração da Companhia; e (f) Jorge Ruben Lorenzon, argentino, casado, engenheiro, inscrito no CPF/ME sob o nº 074.923.561-61, e no RNM nº F161176H, residente e domiciliado na cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Rua Prefeito Dulcídio Cardoso, nº 11.100, apto. 1006, Barra da Tijuca, ao cargo de membro do Conselho de Administração da Companhia. As renúncias ora recebidas terão efeitos a partir de 31 de agosto de 2020, agradecendo a Companhia pela colaboração que, em suas funções, prestaram à Companhia. A Companhia e os Srs. Fabio Vassel, Warley Isaac Noboa Pimentel, Meton Barreto de Morais Neto, Paulo Manuel Mendes de Mendonça, Edmundo Julio Jung Marques e Jorge Ruben Lorenzon, todos acima qualificados, concedem-se a mais plena, rasa, geral, total, irrevogável e irretratável quitação para nada mais reclamar, seja a que título for, em juízo ou fora dele, em relação ao período em que figuraram como membros do Conselho de Administração da Companhia, conforme Termos de Renúncia anexos à presente ata como **Anexos I**, **II**, **III**, **IV**, **V** e **VI**.

(ii) a eleição dos seguintes membros do Conselho de Administração da Companhia, para mandato unificado de 2 (dois) anos, permitida a reeleição:

(a) a eleição para o cargo de membro do Conselho de Administração da Companhia do Sr. **PAULO THIAGO ARANTES DE MENDONÇA**, brasileiro, casado, engenheiro mecânico,

Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro
Nome: OURO PRETO OLEO E GAS S A
Nome Novo: 3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
NIRE: 333.0029459-7 Protocolo: 00-2020/181422-6 Data do protocolo: 11/09/2020
CERTIFICO O ARQUIVAMENTO em 07/10/2020 SOB O NÚMERO 00003947019 e demais constantes do termo de autenticação.
Autenticação: 0BDD5B64C379D00EEF6833A416891E7969AA75B57617A284F31833D701070B14
Para validar o documento acesse http://www.jucerja.rj.gov.br/servicos/chanceladigital, informe o nº de protocolo.

portador da Cédula de Identidade RG nº 25.750.505-7, inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia (CPF/ME) sob o nº 009.775.405-61, na forma do termo de posse do **Anexo VII** à presente Ata, de forma a prever o prazo de mandato e a cláusula compromissória obrigatória de acordo com o Regulamento do Novo Mercado;

(b) a eleição para o cargo de membro do Conselho de Administração da Companhia do Sr. **SANTIAGO SALVADOR DE LAFUENTE**, argentino, casado, economista, portador da Cédula de Identidade RNE nº V782772-0, inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia (CPF/ME) sob o nº 748.931.141-15, na forma do termo de posse do **Anexo VIII** à presente Ata, de forma a prever o prazo de mandato e a cláusula compromissória obrigatória de acordo com o Regulamento do Novo Mercado;

(c) a eleição para o cargo de membro do Conselho de Administração da Companhia do Sr. **GUILHERME AFFONSO FERREIRA**, brasileiro, solteiro, administrador, portador da Cédula de Identidade RG nº 4.405.163-3, inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia (CPF/ME) sob o nº 762.604.298-00, na forma do termo de posse do **Anexo IX** à presente Ata, de forma a prever o prazo de mandato e a cláusula compromissória obrigatória de acordo com o Regulamento do Novo Mercado;

(d) a eleição para o cargo de membro independente do Conselho de Administração da Companhia da Sra. **PAULA KOVARSKY ROTTA**, brasileira, casada, engenheira, portadora da cédula de identidade RG nº 9.539.813-7, inscrita no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia (CPF/ME) sob o nº 023.612.507-99, na forma do termo de posse do **Anexo X** à presente Ata, de forma a prever o prazo de mandato e a cláusula compromissória obrigatória de acordo com o Regulamento do Novo Mercado; e

(e) a eleição para o cargo de membro independente do Conselho de Administração da Companhia do Sr. **KJETIL BRAATEN SOLBRÆKKE**, norueguês, casado, empresário, portador do RNE nº V470031-4, emitido por CGPI/DIREX/DPF, inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia (CPF/ME) sob o nº 060.162.017-82, na forma do termo de posse do **Anexo XI** à presente Ata, de forma a prever o prazo de mandato e a cláusula compromissória obrigatória de acordo com o Regulamento do Novo Mercado.

A caracterização da Sra. Paula Kovarsky Rotta e do Sr. Kjetil Braaten Solbrække, ora eleitos como conselheiros independentes, nos termos do Regulamento do Novo Mercado da B3, foi atestada por cada um deles mediante declarações previamente encaminhadas, conforme **Anexos XII** e **XIII** à presente ata.

Dessa forma, o Conselho de Administração fica composto pelos seguintes membros, todos com mandato unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos: (i) Membro do Conselho: Paulo Thiago Arantes de Mendonça; (ii) Membro do Conselho: Santiago Salvador de Lafuente; (iii) Membro do Conselho: Guilherme Affonso Ferreira; (iv) Membro Independente do Conselho: Paula Kovarsky Rotta; e (v) Membro Independente do Conselho: Kjetil Braaten Solbrække, todos com domicilio

Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro
Nome: OURO PRETO OLEO E GAS S A
Nome Novo: 3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
NIRE: 333.0029459-7 Protocolo: 00-2020/181422-6 Data do protocolo: 11/09/2020
CERTIFICO O ARQUIVAMENTO em 07/10/2020 SOB O NÚMERO 00003947019 e demais constantes do termo de autenticação.
Autenticação: 0BDD5B64C379D00EEF6833A416891E7969AA75B57617A284F31833D701070B14
Para validar o documento acesse http://www.jucerja.rj.gov.br/servicos/chanceladigital, informe o nº de protocolo.

comercial na Rua Visconde de Ouro Preto, nº 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180, cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro.

(iii) a aprovação da nomeação e contratação, pela Companhia, da Empresa Avaliadora para elaboração do Laudo de Avaliação.

(iv) a autorização aos atuais Diretores da Companhia e/ou procuradores a praticar todos os atos necessários à incorporação da 3R pela Companhia, podendo, inclusive, celebrar todos os atos e documentos necessários para tal fim.

Os acionistas concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e a celebrar todos os atos e documentos necessários em linha com o Laudo de Avaliação a ser preparado pela Empresa Avaliadora.

(v) a alteração da denominação social da Companhia para 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

(vi) a submissão pela Companhia do pedido de registro de companhia aberta na categoria "A" perante a CVM, nos termos da Instrução CVM 480.

(vii)a realização da Oferta, no Brasil, em mercado de balcão não organizado, sob a coordenação da XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A., do Banco BTG Pactual S.A., do Banco Itaú BBA S.A. e a Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A. (em conjunto, os "Coordenadores da Oferta"), e com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, sendo observado o disposto na Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), e as demais disposições legais aplicáveis, com esforços de colocação das Ações no exterior, conforme definidos na Regra 144A, editada pela *U.S. Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América (SEC), em operações isentas de registro, previstas no U.S. *Securities Act* de 1933 e outros regulamentos aplicáveis, e nos demais países, que não os Estados Unidos da América e o Brasil, para investidores que sejam considerados não residentes ou domiciliados nos Estados Unidos da América ou não constituídos de acordo com as leis desse país (*non-US persons*), de acordo com o Regulamento S.

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data da divulgação do "Anúncio de Início da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da Companhia", a quantidade inicial de ações poderá, a critério dos acionistas e da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser acrescida em até 20% (vinte por cento), nas mesmas condições e pelo mesmo preço das ações originais.

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade inicial de ações poderá ser acrescida de um lote suplementar em percentual equivalente a até 15% (quinze por cento), nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações da Oferta ("Ações Suplementares"), conforme opção a ser outorgada pela Companhia e pelos acionistas, as quais serão destinadas à estabilização de preço das Ações.

Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro
Nome: OURO PRETO OLEO E GAS S A
Nome Novo: 3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
NIRE: 333.0029459-7 Protocolo: 00-2020/181422-6 Data do protocolo: 11/09/2020
CERTIFICO O ARQUIVAMENTO em 07/10/2020 SOB O NÚMERO 00003947019 e demais constantes do termo de autenticação.
Autenticação: 0BDD5B64C379D00EEF6833A416891E7969AA75B57617A284F31833D701070B14
Para validar o documento acesse http://www.jucerja.rj.gov.br/servicos/chanceladigital, informe o nº de protocolo.

Com exceção das Ações Suplementares, as Ações serão objeto de garantia firme de liquidação por parte dos Coordenadores da Oferta.

Nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, não será observado o direito de preferência dos acionistas da Companhia no aumento de capital decorrente da Oferta.

(viii) a submissão à B3 **(a)** do pedido de adesão da Companhia ao Novo Mercado; e **(b)** do pedido de admissão à negociação das ações da Companhia na B3, bem como a celebração com a B3 do Contrato de Participação do Novo Mercado, ficando a Diretoria da Companhia autorizada a tomar todas as medidas necessárias junto à B3 com vistas à formalização da adesão ao Novo Mercado.

(ix) a fixação da remuneração anual global dos administradores para o exercício social de 2020, no montante total de até R$ 14.084.097,00 (quatorze milhões oitenta e quatro mil e noventa e sete reais), contados a partir da data deste ato e até a próxima aprovação de remuneração, devendo o Conselho de Administração aprovar a distribuição entre os seus membros, os membros da Diretoria e os membros dos Comitês da Companhia.

(x) mediante o voto favorável do único acionista detentor de ações preferenciais de emissão da Companhia, ora presente nesta Assembleia, a conversão das 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações preferenciais de emissão da Companhia em 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações ordinárias de emissão da Companhia, na relação de 1 (uma) ação ordinária por cada ação preferencial.

(xi) o grupamento das 42.806.664 (quarenta e duas milhões, oitocentos e seis mil, seiscentas e sessenta e quatro) ações ordinárias representativas do capital social da Companhia à razão de 36 (trinta e seis) ações ordinárias existentes para 1 (uma) ação ordinária, resultando em um total de 1.189.074 (um milhão, cento e oitenta e nova mil e setenta e quatro) ações ordinárias, todas escriturais, nominativas e sem valor nominal. Com exceção da alteração do número de ações de emissão da Companhia, o grupamento não resulta na modificação do valor total do capital social ou dos direitos conferidos pelas ações de emissão da Companhia a seus titulares. O grupamento será operacionalizado e efetivado de modo a não alterar a participação proporcional dos acionistas no capital social da Companhia e não afetará os direitos e vantagens, patrimoniais ou políticos, das ações de emissão da Companhia.

(xii) a reforma integral do Estatuto Social da Companhia para refletir a deliberação dos itens (v), (x) e (xi) acima e para adaptá-lo às exigências legais aplicáveis às companhias abertas e aos requisitos do Regulamento do Novo Mercado, que passa a vigorar com a redação constante do **Anexo XIV** da presente ata. Caso não haja liquidação da Oferta, os acionistas se comprometem a reformar o Estatuto Social, de forma que este documento volte a ter a redação vigente antes das alterações aprovadas.

Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro
Nome: OURO PRETO OLEO E GAS S A
Nome Novo: 3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
NIRE: 333.0029459-7 Protocolo: 00-2020/181422-6 Data do protocolo: 11/09/2020
CERTIFICO O ARQUIVAMENTO em 07/10/2020 SOB O NÚMERO 00003947019 e demais constantes do termo de autenticação.
Autenticação: 0BDD5B64C379D00EEF6833A416891E7969AA75B57617A284F31833D701070B14
Para validar o documento acesse http://www.jucerja.rj.gov.br/servicos/chanceladigital, informe o nº de protocolo.

(xiii) a aprovação do Plano de Opção de Ações da Companhia, nos termos da documentação revisada pelos acionistas presentes e arquivada na sede social da Companhia.

Nos termos do plano aprovado, os acionistas da Companhia não terão direito de preferência na outorga ou no aumento de capital decorrente do exercício das opções de acordo com o Plano de Opção de Ações da Companhia, conforme previsto no art. 171, § 3º, da Lei das Sociedades por Ações.

(xiv) a autorização para que o Conselho de Administração e a Diretoria, conforme o caso, pratiquem todos os atos necessários para a implementação e formalização das deliberações constantes desta ata.

Encerramento e Lavratura da Ata: Nada mais havendo a ser tratado, o Sr. Presidente deu por encerrada a Assembleia Geral Extraordinária, da qual se lavrou a presente ata que, lida e achada conforme, foi por todos assinada.

Acionista Presente: StarÔnix AG.

Certidão: Certifico que a presente é cópia fiel da ata lavrada no livro próprio.

Local e data: Rio de Janeiro, RJ, 31 de agosto de 2020.

Fabio Vassel
Presidente

Matheus Dias
Secretário

Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro
Nome: OURO PRETO OLEO E GAS S A
Nome Novo: 3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
NIRE: 333.0029459-7 Protocolo: 00-2020/181422-6 Data do protocolo: 11/09/2020
CERTIFICO O ARQUIVAMENTO em 07/10/2020 SOB O NÚMERO 00003947019 e demais constantes do termo de autenticação.
Autenticação: 0BDD5B64C379D00EEF6833A416891E7969AA75B57617A284F31833D701070B14
Para validar o documento acesse http://www.jucerja.rj.gov.br/servicos/chanceladigital, informe o nº de protocolo.

ANEXO C – ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA REALIZADA DE 9 DE NOVEMBRO DE 2020 QUE APROVOU O PREÇO POR AÇÃO DA OFERTA

(Página intencionalmente deixada em branco)

3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.

CNPJ/ME nº 12.091.809/0001-55

NIRE 33.300.294.597

ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
REALIZADA EM 9 DE NOVEMBRO DE 2020

Data, Horário e Local: Aos nove dias do mês de novembro de 2020, às 23h30, na sede social da **3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.** ("Companhia"), localizada na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180.

Presença: A totalidade dos membros do Conselho de Administração da Companhia.

Convocação: Dispensada a convocação prévia em face da presença de todos os membros do Conselho de Administração da Companhia.

Mesa: Os trabalhos foram presididos pelo Sr. Paulo Thiago Arantes de Mendonça e secretariados pelo Sr. Ricardo Rodrigues Savini.

Ordem do Dia: Deliberar sobre: **(i)** a fixação e justificativa do preço de emissão por unidade de ações ordinárias de emissão da Companhia ("Ações"), no âmbito da oferta pública de distribuição primária de Ações de emissão da Companhia ("Oferta"), a ser realizada no Brasil, com esforços de colocação de Ações no exterior; **(ii)** a aprovação do aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do seu capital autorizado, mediante a emissão de ações ordinárias a serem emitidas com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia, na subscrição das Ações, em conformidade com o disposto no artigo 172, I, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), e no artigo 6º do Estatuto Social da Companhia; **(iii)** a aprovação sobre os direitos relacionados às novas ações; **(iv)** a aprovação do prospecto definitivo e do *final offering memorandum* a serem utilizados na Oferta; **(v)** a homologação do aumento de capital social da Companhia; **(vi)** a aprovação, *ad referendum* da próxima Assembleia Geral da Companhia, da reforma do *caput* do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia; **(vii)** a autorização para a Diretoria da Companhia celebrar todos os documentos relacionados à Oferta; e **(viii)** a autorização para a Diretoria da Companhia tomar as providências e praticar todos os atos necessários à realização da Oferta e implementação das deliberações aqui consubstanciadas.

Deliberações: Colocadas as matérias em discussão e posterior votação, restaram aprovadas as seguintes matérias, de forma unânime e sem quaisquer ressalvas ou restrições:

(i) aprovar, no âmbito da Oferta, a fixação do preço de emissão de R$21,00 (vinte e um reais) por Ação objeto da Oferta ("Preço por Ação"). O Preço por Ação foi fixado com base no resultado do procedimento de coleta de intenções de investimento ("Procedimento de *Bookbuilding*") conduzido por instituições integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários junto a investidores institucionais, em conformidade com o disposto no artigo 44

da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, justificando-se a escolha do critério de determinação do Preço por Ação, de acordo com o inciso III, §1º do artigo 170 da Lei da Sociedade por Ações, tendo em vista que tal preço não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia e que o valor de mercado das Ações a serem subscritas foi aferido com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual os investidores institucionais apresentaram suas ordens de subscrição de Ações no contexto da Oferta;

(ii) aprovar, em decorrência da deliberação tomada no item (i) acima, o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R$600.000.009,00 (seiscentos milhões e nove reais), sendo R$480.000.007,20 (quatrocentos e oitenta milhões e sete reais e vinte centavos) destinado à conta de capital social e R$120.000.001,80 (cento e vinte milhões e um reais e oitenta centavos), equivalente a 20% (vinte por cento) do montante total, destinado à conta de reserva de capital, conforme autorizado em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 5 de novembro de 2020. Dessa forma, o capital social da Companhia passará de R$678.460.353,78 (seiscentos e setenta e oito milhões, quatrocentos e sessenta mil, trezentos e cinquenta e três reais e setenta e oito centavos) para R$1.158.460.360,98 (um bilhão, cento e cinquenta e oito milhões, quatrocentos e sessenta mil, trezentos e sessenta reais e noventa e oito centavos), mediante a emissão de 28.571.429 (vinte e oito milhões, quinhentas e setenta e uma mil, quatrocentas e vinte e nove) novas ações ordinárias, cada uma no valor de R$21,00 (vinte e um reais), que serão objeto da Oferta, passando o capital social da Companhia de 76.647.199 (setenta e seis milhões, seiscentos e quarenta e sete mil e cento e noventa e nove) ações ordinárias para 105.218.628 (cento e cinco milhões, duzentas e dezoito mil, seiscentas e vinte e oito) ações ordinárias, com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição, em conformidade com o disposto no artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, e nos termos do artigo 6º do Estatuto Social da Companhia;

(iii) aprovar, ainda, que as novas ações emitidas, nos termos da deliberação tomada no item **(ii)** acima, terão os mesmos direitos conferidos às demais ações da Companhia, nos termos do Estatuto Social da Companhia e da legislação aplicável, fazendo jus ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia a partir da divulgação do anúncio de início da Oferta;

(iv) aprovar o prospecto definitivo e o *final offering memorandum* a serem utilizados na Oferta;

(v) homologar, em razão da deliberação tomada no item (ii) acima, o aumento do capital da Companhia no montante de R$600.000.009,00 (seiscentos milhões e nove reais), mediante a emissão de 28.571.429 (vinte e oito milhões, quinhentas e setenta e uma mil, quatrocentas e vinte e nove) novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal;

(vi) face à homologação do aumento de capital objeto da deliberação dos itens (ii) e (v) acima, aprovar, ad referendum da próxima Assembleia Geral da Companhia, a reforma do *caput* do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia para refletir o aumento de capital social da Companhia que passará a vigorar com a seguinte redação:

> *"Art.* 5º*. O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado (em moeda corrente nacional) é de R$1.158.460.360,98 (um bilhão, cento e cinquenta e oito milhões, quatrocentos e sessenta mil, trezentos e sessenta reais e noventa e oito centavos), representado por 105.218.628 (cento e cinco milhões, duzentas e dezoito mil, seiscentas e vinte e oito) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal."*

(vii) autorizar a Diretoria da Companhia a celebrar todos os documentos relacionados à Oferta, incluindo, mas não se limitando a: (i) o "*Contrato de Coordenação, Colocação e Garantia Firme de Liquidação de Oferta Pública de Distribuição de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.*"; (ii) o "*Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Ordinárias de Emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.*"; (iii) o *Placement Facilitation Agreement*; e (iv) o "*Contrato de Prestação de Serviços da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão – Oferta Pública de Ações ICVM 400 (Primária)"*, que serão devidamente arquivados na sede social da Companhia, bem como a assumir todas as obrigações estabelecidas nos referidos documentos; e

(viii) autorizar a Diretoria da Companhia a tomar as medidas necessárias à realização da Oferta e ao cumprimento das deliberações tomadas nesta reunião do Conselho de Administração.

Encerramento e lavratura da ata: Nada mais havendo a ser tratado, foi oferecida a palavra a quem dela quisesse fazer uso e, como ninguém se manifestou, foram encerrados os trabalhos e suspensa a assembleia pelo tempo necessário à lavratura desta ata, nos termos do artigo 130, parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações, a qual, após reaberta a sessão, foi lida, achada conforme, aprovada e por todos os presentes assinada.

Local e data: Rio de Janeiro, 9 de novembro de 2020.

Mesa:

Paulo Thiago Arantes de Mendonça
Presidente

Ricardo Rodrigues Savini
Secretário

Governo do Estado do Rio de Janeiro

Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico e Geração de Emprego e Renda
Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro - JUCERJA

PROTOCOLO GERADO COM SUCESSO !

Número do Protocolo: 00-2020/239058-6

Nome Empresarial: 3R PETROLEUM OLEO E GAS S.A

Ato: 002 - ALTERAÇÃO

Eventos(s): 021 - Alteração de Dados (Exceto Nome Empresarial)

NIRE: 33.3.0029459-7

Valor Junta:

Valor Calculado: R$ 610,00 **Valor Pago:** R$ 610,00

Hash: 3AD0692C-557F-4898-99B3-362E4546AA0F

Data e Hora: 10/11/2020 09:54:22

ANEXO D – DECLARAÇÃO DA COMPANHIA NOS TERMOS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400

(Página intencionalmente deixada em branco)

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400

3R Petroleum Óleo e Gás S.A., sociedade por ações, com sede na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Economia ("CNPJ/ME") sob o n° 12.091.809/0001-55, neste ato representada na forma do seu Estatuto Social por seu Diretor Presidente, **Sr. Ricardo Rodrigues Savini**, brasileiro, casado, geólogo, portador da Cédula de Identidade RG nº 28.984.170-2, inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia (CPF/ME) sob o nº 326.403.151-53, e por seu Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, **Sr. Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva**, brasileiro, solteiro, engenheiro mecânico, portador da Cédula de Identidade RG nº 21.192.825-4, inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia (CPF/ME) sob o nº 124.112.157-54, ambos com endereço comercial na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180, cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro ("Companhia"), no âmbito da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de sua emissão ("Ações"), a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n° 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), com esforço de dispersão acionária previsto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado ("Oferta"), coordenada pela XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("XP" ou "Coordenador Líder"), o Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual"), o Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA") e a Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A. ("Genial" e, em conjunto com o Coordenador Líder, o BTG Pactual e o Itaú BBA, os "Coordenadores da Oferta"), com a participação de determinadas instituições financeiras a serem contratadas pelo Coordenador Líder, incluindo ainda, esforços de colocação das Ações Ordinárias (i) nos Estados Unidos da América ("Estados Unidos"), para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *U.S. Securities and Exchange Comission* ("SEC"), em operações isentas de registro nos Estados Unidos da América em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act* de 1993, conforme alterado ("Securities Act") e nos regulamentos editados ao amparo do Securities Act, bem como nos termos de quaisquer outras regras federais e estaduais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários, e (ii) nos demais países que não os Estados Unidos, para pessoas não residentes, domiciliadas, ou com sede nos Estados Unidos (*non U.S. Person*), de acordo com a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor e com base na *Regulation S* no âmbito do *Securities Act,* editada pela SEC.

A Companhia declara, nos termos do art. 56 da Instrução CVM 400, que:

(i) é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) o Prospecto Preliminar contém e o Prospecto Definitivo conterá, nas datas de suas respectivas publicações, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade;

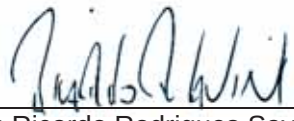
(iii) o Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será preparado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando à Instrução CVM 400 e ao Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para Estruturação, Coordenação e Distribuição de Ofertas Públicas de Valores Mobiliários e Ofertas Públicas de Aquisição de Valores Mobiliários;

(iv) as informações prestadas no Prospecto Preliminar são e no Prospecto Definitivo serão verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes;

(v) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo da Oferta, inclusive aquelas eventuais ou periódicas divulgadas pela Companhia e/ou que integram o Prospecto Preliminar e/ou que venham a integrar o Prospecto Definitivo, nas datas de suas respectivas publicações, são suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta.

Rio de Janeiro, 16 de outubro de 2020.

3R Petroleum Óleo e Gás S.A.



Nome: Ricardo Rodrigues Savini
Cargo: Diretor Presidente

Nome: Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

ANEXO E – DECLARAÇÃO DO COORDENADOR LÍDER, NOS TERMOS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400

(Página intencionalmente deixada em branco)

DECLARAÇÃO DO COORDENADOR LÍDER

PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400

XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A., instituição financeira com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Ataulfo de Paiva, nº 153, sala 201, Leblon, CEP 22440-032, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 02.332.886/0001-04, neste ato representada na forma do seu Estatuto Social, por seus diretores estatutários FABRÍCIO CUNHA DE ALMEIDA, brasileiro, casado, advogado, portador da carteira de identidade nº 144.640, expedida pela OAB/RJ, inscrito no CPF/ME sob o nº 056.388.647-17, com mesmo endereço comercial conforme indicado anteriormente e BERNARDO AMARAL BOTELHO, brasileiro, casado, advogado, portador da carteira de identidade nº 98.988, expedida pela OAB/RJ, inscrito no CPF/ME sob o nº 043.015.787-81, com mesmo endereço comercial conforme indicado anteriormente ("XP" ou "Coordenador Líder"), no âmbito da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, de emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Oferta" e "Ações"), a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), sob a sua coordenação, do Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual"), do Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA") e da Genial Investimentos Corretora de Valores Mobiliários S.A. ("Genial" e, em conjunto com o Coordenador Líder, o BTG Pactual e o Itaú BBA, os "Coordenadores da Oferta"), vem pela presente, apresentar a declaração de que trata o artigo 56 da Instrução CVM 400:

CONSIDERANDO QUE:

(i) a Companhia e o Coordenador Líder constituíram seus respectivos assessores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta ("Assessores Legais");

(ii) tendo em vista a realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia e em suas subsidiárias, iniciada em julho de 2020, a qual prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Prospecto Definitivo");

(iii) por solicitação do Coordenador Líder, a Companhia contratou seus auditores independentes para aplicação dos procedimentos previstos nos termos do Comunicado Técnico 01/2015 emitido pelo IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil e da CTA 23, de 15 de maio de 2015, com relação ao Prospecto Preliminar da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Prospecto Preliminar") e ao Prospecto Definitivo, incluindo seus respectivos anexos, dentre eles a emissão de carta conforto para os Coordenadores da Oferta;

(iv) a Companhia confirmou ter disponibilizado todos os documentos e prestado todas as informações consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia para análise dos Coordenadores da Oferta e de seus Assessores Legais, com o fim de permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada sobre a Oferta;

(v) além dos documentos a que se refere o item (iv) acima, foram solicitados pelos Assessores Legais, em nome dos Coordenadores da Oferta, documentos e informações adicionais relativos à Companhia, os quais a Companhia confirma ter disponibilizado;

(vi) a Companhia confirma ter disponibilizado para análise do Coordenador Líder e de seus Assessores Legais, com veracidade, consistência, qualidade e suficiência, todos os documentos e prestado todas as informações consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia, com o fim de permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada sobre a Oferta; e

(vii) a Companhia, em conjunto com os Coordenadores da Oferta e Assessores Legais participaram da elaboração do Prospecto Preliminar e participarão da elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos Assessores Legais.

O Coordenador Líder, em cumprimento ao disposto no artigo 56 da Instrução CVM 400, declara que:

(i) tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas pela Companhia (incluindo, mas não se limitando, no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo), nas datas de suas respectivas disponibilizações, são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e (b) as informações prestadas ao mercado durante todo o prazo da Oferta, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro da Companhia e/ou que integram o Prospecto Preliminar e/ou que venham a integrar o Prospecto Definitivo, nas datas de suas respectivas disponibilizações, são suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(ii) o Prospecto Preliminar contém e o Prospecto Definitivo conterá, nas datas de suas respectivas disponibilizações, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes; e

(iii) o Prospecto Preliminar foi elaborado e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400 e o Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para Estruturação, Coordenação e Distribuição de Ofertas Públicas de Valores Mobiliários e Ofertas Públicas de Aquisição de Valores Mobiliários.

São Paulo, 16 de outubro de 2020.

XP Investimentos Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.

BERNARDO AMARAL BOTELHO:04301578781
Assinado de forma digital por BERNARDO AMARAL BOTELHO:04301578781
Dados: 2020.10.16 07:46:27 -03'00'

FABRICIO CUNHA DE ALMEIDA:05638864717
Assinado de forma digital por FABRICIO CUNHA DE ALMEIDA:05638864717
Dados: 2020.10.16 07:47:02 -03'00'

Nome:
Cargo:

ANEXO F – ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DATADO DE 14 DE OUTUBRO DE 2020, INCLUINDO COMO ANEXOS AS CERTIFICAÇÕES DE RESERVA

(Página intencionalmente deixada em branco)

Gaffney Cline

Estudo de Viabilidade Econômica

3R Petroleum Óleo e Gás SA –

após a incorporação da 3R Petroleum e Participações SA

Preparado para

3R Petroleum Óleo e Gás SA (“3R Óleo e Gás”)

14 de outubro de 2020

Ricardo Savini / Rodrigo Pizarro
CEO / CFO
3R Petroleum Óleo e Gás SA
Rua Visconde de Ouro Preto, 05 - 6º andar - Botafogo
22250-180 - Rio de Janeiro – RJ
Brasil

Estudo de Viabilidade Econômica

3R Petroleum Óleo e Gás SA – após a incorporação da 3R Petroleum e Participações SA

1 OBJETIVOS

O objetivo do presente estudo é o de fornecer uma avaliação independente sobre a viabilidade econômica da 3R Petroleum Óleo e Gás SA ("3R Óleo e Gás") após incorporação da empresa 3R Petroleum e Participações SA ("3R"), em conjunto a "COMPANHIA", considerando os fluxos de caixa dos diferentes ativos obtidos dos reportes de recursos e reservas.

2 DISCLAIMER

Este estudo de viabilidade econômica da incorporação da 3R pela 3R Óleo e Gás não deve ser considerado como um *valuation* (Fair Market Value) da COMPANHIA, nem dos seus ativos.

GaffneyCline atua apenas como consultora e, ajustando-se em toda a extensão permitida pela lei, não é responsável por ações ou perdas decorrentes de qualquer confiança neste documento real ou alegada (ou qualquer outra declaração ou opinião da GaffneyCline) pelo Cliente ou por qualquer outra pessoa ou entidade.

Os resultados econômicos aqui apresentados não são recomendação de investimento. Constituem uma avaliação imparcial e isenta de ativos petroleiros em operação no mercado brasileiro. Os fluxos projetados estão sujeitos a modificações segundo uma vasta combinação de fatores que fogem ao controle da GaffneyCline: (i) intrínsecos à gestão e operação dos ativos; (ii) inerentes ao ambiente político e econômico regional, nacional e mundial; (iii) outros fatores. Deste modo, este estudo representa o melhor esforço da GaffneyCline de representação desta complexa gama de fatores atuando em conjunto nos anos futuros, considerando as informações disponíveis no presente.

O estudo foi elaborado com base em dados fornecidos pela Companhia. A confiabilidade dos resultados, deste modo, está sujeita a qualidade dos dados originais utilizados. Estes dados são provenientes das seguintes fontes (lista não exaustiva):

- Relatórios de auditorias de recursos da própia GaffneyCline (polos Rio Ventura, Pescada e Fazenda Belém) e de reservas da DeGolyer And MacNaughton (polo Macau)
- Informação complementaria fornecida pela 3R.

Os cenários macroeconômicos vigentes, quando da elaboração do estudo, são de suma importância para avaliação das expectativas de crescimento projetadas. Os resultados, portanto, estão sujeitos a variações no contexto econômico nacional e mundial, sendo diretamente afetados por eles. A GaffneyCline não se responsabiliza por mudanças estruturais no contexto político e macroeconômico previstos.

O conteúdo deste documento considera, ainda, resultados da aplicação de metodologias proprietárias da GaffneyCline sobre dados de mercado, além de experiência da equipe no setor. Todos os resultados estão sujeitos às premissas adotadas e apresentadas no corpo do documento.

Os resultados obtidos neste Estudo de Viabilidade Econômica consideram:

1. os volumes a produzir e vender são o somatório dos recursos contingentes 2C e reservas provadas mais reservas prováveis (2P) de todos os polos de produção e se denominam “Volumes Técnicos Líquidos” neste estudo;
2. que a 3R e 3R Óleo e Gás obtenha junto à ANP a titularidade dos campos em questão, como previsto nos planos;
3. que a 3R e 3R Óleo e Gás obtenha a aprovação do CADE das aquisições dos ativos Pescada-Arabaiana e Fazenda Belém
4. que a 3R e 3R Óleo e Gás obtenha extensões das concessões a partir de 2025 (e 2036 para Sanhaçu) por 27 anos para o Polos Macau e Pescada-Arabaiana e de 20 anos para os Polos Fazenda Belém e Rio Ventura;
5. que os planos de desenvolvimento serão cumpridos como previsto nos planos;
6. que os dados, reportes, relatórios e os estudos técnicos de terceiros fornecidos são válidos e não foram revisados;
7. a data efetiva deste estudo é o 1° de janeiro de 2021. Os volumes de recursos e reservas tomados dos reportes da D&M e GaffneyCline foram ajustados a esta data efetiva.

3 SOBRE GAFFNEYCLINE

GaffneyCline é uma consultora internacional de petróleo, que opera no mundo inteiro há mais de 55 anos. A GaffneyCline concentra-se exclusivamente na indústria de petróleo e energia especializada em fornecer assessorias sobre políticas, estratégia, assistência técnica e comercial a governos, instituições financeiras e empresas nacionais e internacionais de petróleo, gás e energia em todo o mundo.

A GaffneyCline emprega uma combinação de profissionais comerciais e técnicos em seus escritórios principais no Reino Unido, Estados Unidos e Cingapura, com escritórios de apoio na Argentina, Austrália e Moscú. Esses profissionais abrangem todas as disciplinas técnicas

upstream (geologia, geofísica, petrofísica, engenharia de reservatórios, perfuração e completação e planejamento de desenvolvimento / engenharia de instalações), com profissionais de engenharia e economia midstream e downstream, comercial, jurídico e de estratégia de negócios para complementar sua equipe técnica.

A GaffneyCline tem uma experiência considerável realizando estudos independentes de avaliações de ativos petrolíferos e prestando suporte a processos de IPO para listagens em várias bolsas de valores do mundo (Bovespa, NYSE, LSE, TSX, ASX, HKEx, etc).

3.1 Qualificações

Ao realizar este estudo, GaffneyCline não está ciente da existência de qualquer conflito de interesses. Como uma consultoria independente, a GaffneyCline oferece consultoria técnica, comercial e estratégica imparcial no setor de energia. A remuneração da GaffneyCline não era de forma alguma dependente do conteúdo deste relatório.

Na preparação deste documento, GaffneyCline manteve, e continua a manter, uma relação cliente-consultor independente estrita com o Cliente. Além disso, a administração e os funcionários da GaffneyCline não têm interesse em nenhum dos ativos avaliados ou estão relacionados com a análise realizada, no âmbito deste relatório.

Os membros da equipe que prepararam este relatório possuem qualificações profissionais e educacionais adequadas e têm os níveis necessários de experiência e especialização para realizar o trabalho.

3.2 Base de Opinião

Este documento reflete o julgamento profissional informado da GaffneyCline com base nos padrões aceitos de investigação profissional e, conforme aplicável, os dados e informações fornecidos pelo Cliente e de domínio público, o escopo limitado do envolvimento e o tempo permitido para realizar a avaliação.

Em linha com esses padrões aceitos, este documento não constitui de forma alguma ou faz uma garantia ou previsão de resultados, e nenhuma garantia está implícita ou expressa de que o resultado real estará em conformidade com os resultados aqui apresentados. GaffneyCline não verificou de forma independente nenhuma informação fornecida por, ou sob a direção do Cliente, ou obtida de outras fontes (por exemplo, domínio público) e aceitou a precisão e integridade desses dados. A GaffneyCline não tem motivos para acreditar que quaisquer fatos materiais tenham sido ocultados, mas não garante que suas investigações tenham revelado todos os assuntos que um exame mais extenso poderia revelar.

As opiniões aqui expressas estão sujeitas e totalmente qualificadas pelas incertezas geralmente aceitas associadas à interpretação de geociências e dados de engenharia e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam afetar as decisões tomadas pelos destinatários do relatório e / ou reais resultados. As opiniões e declarações contidas neste relatório são feitas de boa fé e na convicção de que tais opiniões e declarações são representativas das circunstâncias físicas e econômicas prevalecentes.

Na preparação deste relatório, GaffneyCline usou definições contidas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS), que foi aprovado pela Society of Petroleum Engineers, o World Petroleum Council, a American Association of Petroleum Geologists, a Society of Petroleum Evaluation Engineers , a Sociedade de Geofísicos de Exploração, a Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Registro de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros em junho de 2018, Versão 1.01 (consulte o Apêndice I).

Existem inúmeras incertezas inerentes à estimativa de reservas e recursos e à projeção da produção futura, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa. As avaliações dos recursos de petróleo e gás devem ser reconhecidas como um processo subjetivo de estimativa de acumulações de petróleo e gás subterrâneas que não podem ser medidas de forma exata. As estimativas de recursos de petróleo e gás preparadas por outras partes podem diferir, talvez materialmente, daquelas contidas neste relatório.

A precisão de qualquer estimativa de recursos é uma função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia. Os resultados da perfuração, teste e produção posteriores à preparação das estimativas podem justificar revisões, algumas ou todas as quais podem ser materiais. Consequentemente, as estimativas de recursos são frequentemente diferentes das quantidades de petróleo e gás que são finalmente recuperadas, e o tempo e o custo desses volumes que são recuperados podem variar em relação ao assumido.

Os volumes de óleo e condensado são relatados em milhões (10^6) de barris nas condições do tanque de estocagem (MMstb). Os volumes de gás natural foram cotados em bilhões (10^9) de pés cúbicos padrão (Bscf) e são volumes de vendas de gás. As condições padrão são definidas como 14,7 psia e 60°F.

A revisão e auditoria da GaffneyCline envolveu a revisão de fatos, interpretações e suposições pertinentes feitas pelo Cliente ou outros na preparação de estimativas de reservas e recursos. A GaffneyCline executou os procedimentos necessários para que pudesse emitir uma opinião sobre a adequação das metodologias empregadas, adequação e qualidade dos dados utilizados, profundidade e rigor do processo de estimativa de reservas e recursos, classificação e categorização de reservas e recursos apropriados para as definições utilizadas e razoabilidade das estimativas.

4 SUMARIO EXECUTIVO

A COMPANHIA é uma operadora classe A perante a ANP, habilitando-a a operar em áreas *onshore* e *offshore*, inclusive em blocos e campos no *pré-sal.* Somando a produção dos 4 ativos, será a terceira maior produtora de óleo e gás em terra do Brasil.

A estratégia da COMPANHIA é a aquisição de campos maduros em terra e águas rasas com o objetivo de revitalizá-los para otimizar sua produção. A COMPANHIA detém (i) 35% de participação do Polo Pescada-Arabaiana, (ii) 100% no Polo Macau (exceto o campo de Sanhaçu, cuja participação é de 50%), cuja aquisição foi concluída em maio 2020 e (iii) 3 contratos de aquisição assinados entre julho e agosto de 2020 (Polo Fazenda Belém, 65% do Polo Pescada-Arabaiana e 100% do Polo Rio Ventura), com expectativa de fechamento em julho de 2021. Estes ativos em processo de aquisição estão sob operação da Petrobras e estão em fase de transição para a COMPANHIA. O objetivo da COMPANHIA é continuar investindo em outros ativos por meio de oportunidades oferecidas no contexto do processo de desinvestimentos de ativos maduros da Petrobras.

4.1 Resumo Dos Ativos Da Companhia

Os ativos de terra e de águas rasas da COMPANHIA estão localizados nas bacias do Potiguar, nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, e na bacia do Recôncavo, no estado da Bahia.

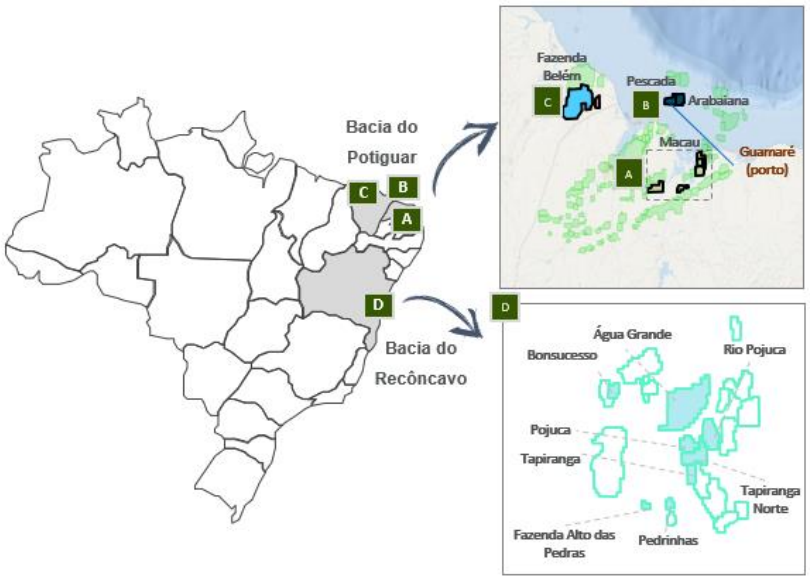


Figura 1 - Mapa de localização dos ativos. Fonte: a COMPANHIA

Volumes Técnicos @ 2021		
Polo	Petróleo	Venda Gás
	MMbbl	Bcf
MAC	44.19	15.86
RIO	22.17	0.00
FZB	12.63	0.00
PES	5.37	54.66
Companhia	**84.35**	**70.52**

Tabela 1 - Volumes Técnicos Estimados em 1 de Janeiro de 2021

Notas:

1. Os nomes do polos são MAC: Macau, RIO: Rio Ventura, FZB: Fazenda Belém, PES: Pescada-Arabaiana.
2. Volumes Técnicos Líquidos são os volumes “gross” dos reportes da D&M e GaffneyCline com participação da 3R, livres de royalties.
3. O volume consolidado é a soma dos volumes de reservas e recursos provados mais possíveis.
4. Os volumes aqui reportados são "não riscados", no sentido de que nenhum ajuste foi feito para o caso dos projetos não seguirem em frente na forma prevista.
5. Os totais podem não ser exatamente iguais à soma das entradas individuais devido ao arredondamento.

O polo de Macau está situado na bacia do Potiguar no estado Rio Grande do Norte e conta com uma produção ao redor de 5.000 Bopd.

De acordo com o relatório de reservas emitido pela DeGolyer and MacNaughton, relativo ao polo de Macau, datado de 4 de agosto de 2020, existem perto de 44.19 milhões de barris de petróleo de reservas provadas e prováveis (2P) de óleo remanescentes nesse ativo e 15.86Bscf de gás. Os volumes técnicos para ser considerados reservas provadas mais prováveis estão sujeitas à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão.

O polo Fazenda Belém também se encontra na bacia do Potiguar no estado do Ceará. Entre janeiro e maio de 2020, a produção média desses campos foi de 803 Bopd.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao polo Fazenda Belém, datado do 4 de agosto de 2020, existem aproximadamente 12,63 milhões de barris de petróleo do óleo de recursos contingentes (2C) neste ativo.

Os campos Pescada-Arabaiana são ativos localizados na bacia do Potiguar e se encontram nas águas rasas da plataforma continental do estado do Rio Grande do Norte a 31 km a leste da cidade de Areia Branca e a uma profundidade de 25 metros. Entre janeiro e junho de 2020, a produção conjunta de ambos é 260 Bopd e 190.000 m3/d de gás.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao polo Pescada-Arabaiana, datado do 6 de agosto de 2020, existem aproximadamente 5,37 milhões de barris de Recursos Contingentes 2C e 54,66 Bscf de gás neste ativo.

Finalmente, o polo Río Ventura se encontra na bacia do Recôncavo no estado da Bahia. A produção média é de 963 Bopd e 39.000 m3/d de gás.

De acordo com o relatório emitido pela GaffneyCline no 4 de agosto de 2020, no polo Rio Ventura existem 22,17 milhões de barris de petróleo de Recursos Contingentes 2C.

Os Recursos Contingentes (2C) dos polos Fazenda Belém, Rio Ventura e Pescada-Arabaiana estão sujeitos *(i)* à conclusão da cessão dos direitos de concessão da Petrobras para a 3R (FZB e RIO) e para a OP Pescada (PES); e *(ii)* à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão.

Polo Macau

O Polo de Macau inclui seis campos petrolíferos onshore e um campo petrolífero de águas rasas, nomeadamente Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu, todos localizados na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte. A produção total de óleo e gás nesses campos é de ao redor de 5.000 Boepd.

O Polo de Macau iniciou as suas operações em 1982 e já produziu perto de 60,6 milhões de barris de petróleo. De acordo com os resultados dos cash flows, acreditamos que este polo será economicamente produtivo até 2052.

Em 29 de maio de 2020, a SPE 3R adquiriu o Polo Macau da Petrobras. Na data deste memorando de oferta, a subsidiária da 3R, SPE 3R, é a detentora direta de 100% dos direitos de concessão dos campos que compõem o polo de Macau, exceto para a concessão relativa ao campo de Sanhaçu, operado por meio de uma joint venture 50-50% com a Petrogal. DBO Energia detém 32,7% da SPE 3R e os 67,3% restantes são detidos pela 3R.

Os contratos de concessão 3R assinados com a ANP para os direitos de concessão relativos aos sete campos que compõem o polo Macau expirarão em 2025 (exceto para a concessão do campo Sanhaçu, que expira em 2036), e podem ser prorrogados por mais 27 anos.

De acordo com o relatório de reservas e recursos contingentes emitido pela DeGolyer and MacNaughton, relativo ao polo Macau, do 4 de agosto de 2020, existem perto de 44,19 milhões de barris de reservas provadas e prováveis remanescentes nesse ativo ao 1ro de janeiro de 2021. As reservas estão sujeitas apenas à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão.

A 3R encontra-se na fase final de conclusão do seu plano de desenvolvimento do polo de Macau com o objetivo de apresentar à ANP um pedido de prorrogação do prazo dos contratos de concessão por 27 anos adicionais.

Polo Fazenda Belém

O polo Fazenda Belém inclui os campos terrestres de petróleo de Fazenda Belém e Icapuí, localizados na bacia Potiguar, no estado do Ceará. Entre janeiro e maio de 2020, a produção média do Polo Fazenda Belém foi de aproximadamente 803 Bopd.

O polo Fazenda Belém iniciou suas operações em 1980 e já produziu aproximadamente 31,6 milhões de Boepd.

No 14 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém, uma subsidiária integral da 3R, celebrou um acordo com a Petrobras para comprar a totalidade de sua participação no polo Fazenda Belém, sujeito às condições precedentes, incluindo a aprovação da ANP e do CADE, que espera-se que ocorra em 2021.

Os contratos de concessão relativos aos campos de petróleo do polo Fazenda Belém expirarão em 2025, podendo ser prorrogados por mais 27 anos, sujeito à aprovação do plano de desenvolvimento da 3R pela ANP.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao polo Fazenda Belém, datado do 4 de agosto de 2020, existem aproximadamente 12,63 milhões de barris de recursos neste ativo. Os recursos estão sujeitos (i) à aprovação da ANP da prorrogação dos contratos de concessão; e (ii) a conclusão da cessão dos direitos de concessão relativos ao polo Fazenda Belém da Petrobras para a 3R.

Polo Pescada-Arabaiana

O polo Pescada-Arabaiana inclui os campos offshore de óleo e gás Pescada, Arabaiana e Dentão, localizados na plataforma continental do estado do Rio Grande do Norte, na bacia Potiguar, a aproximadamente 31km da costa da cidade de Areia Branca, a um profundidade média da água de 25 metros. Entre janeiro e junho de 2020, a produção média de petróleo do polo Pescada-Arabaiana foi de aproximadamente 260 Bopd, e a produção média de gás foi de aproximadamente 190.000 m³/dia.

O campo de Pescada foi descoberto em 1980 e iniciou suas operações em maio de 1999, enquanto o campo de Arabaiana foi descoberto em 1986 e iniciou suas operações em 2002. O campo de Dentão está inativo na data deste prospecto.

Os contratos de concessão relativos aos campos do polo Pescada-Arabaiana expiram em 2025, podendo ser prorrogados por mais 27 anos, nos termos dos contratos de concessão.

No 9 de julho de 2020, a subsidiária OP Pescada Óleo e Gás Ltda., ou OP Pescada, que atualmente detém 35% dos direitos de concessão do polo Pescada-Arabaiana, celebrou um acordo com a Petrobras para adquirir os 65% restantes dos direitos de concessão no polo Pescada-Arabaiana. Após a aprovação do CADE, a OP Pescada se tornará a única operadora do polo Pescada-Arabiana, o que esperamos ocorra no segundo semestre de 2021.

De acordo com o relatório de reservas e recursos contingentes emitido pela GaffneyCline referente ao polo Pescada-Arabaiana, datado do 6 de agosto de 2020, existem perto de 5,37 milhões de barris de óleo e 54.66 Bcf de volumes técnicos neste ativo. As recursos 2C estão

sujeitos (i) à aprovação da ANP para a extensão dos contratos de concessão; e (ii) a conclusão da cessão dos direitos de concessão relativos ao polo Pescada-Arabaiana da Petrobras para OP Pescada.

Polo Rio Ventura

O polo Rio Ventura inclui oito campos de petróleo terrestres: Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, localizados na bacia do Recôncavo no estado da Bahia. O polo Rio Ventura iniciou suas operações em 1951 e, até o momento, já produziu ao redor de 338 milhões de barris de petróleo.

A produção média do polo Rio Ventura entre janeiro e junho de 2020 foi de aproximadamente 963 Bopd, e 39.000 m^3/d de gás.

No 21 de agosto de 2020, a SPE Rio Ventura, uma subsidiária integral da 3R, celebrou um acordo com a Petrobras para comprar a totalidade de sua participação acionária no polo Rio Ventura, sujeito às condições precedentes, incluindo a aprovação da ANP, que esperamos que ocorra em 2021 .

Os contratos de concessão relativos aos campos de petróleo do polo Rio Ventura expirarão em 2025, e podem ser prorrogados por mais 27 anos, o que está sujeito à aprovação da ANP do plano de desenvolvimento da 3R.

De acordo com o relatório de recursos contingentes emitido pela GaffneyCline, referente ao polo Rio Ventura datado do 4 de agosto de 2020, existem perto de 22,17 milhões de barris de óleo de recursos contingentes 2C neste ativo. Os recursos estão sujeitos (i) à aprovação da ANP para a extensão dos contratos de concessão; e (ii) à conclusão da cessão dos direitos de concessão relativos ao polo Rio Ventura da Petrobras para a SPE Rio Ventura.

4.2 Estratégia De Desenvolvimento Dos Ativos

A COMPANHIA declara que sua estratégia principal é a de revitalizar campos maduros aumentando a sua produção e o fator de recuperação, em paralelo reduzindo o OPEX e obtendo melhores condições e preços na venda dos produtos.

Nestes campos maduros é possível, mediante diferentes técnicas, melhorar o fator de recuperação para levá-los a níveis de outras bacias comparáveis para assim extrair estes volumes a custos competitivos: *(i)* perfuração de poços entre poços existentes (*infill drilling*), *(ii)* ampliação da capacidade de tratamento de líquido (óleo e água), *(iii)* perfuração de poços direcionais e horizontais de modo a ampliar a área de contato com o reservatório e *(iv)* implementação ou aumento da recuperação secundaria por injeção de fluidos como estratégia de manutenção de pressão do reservatório (como por exemplo, por meio de separação de frações de água próximo aos campos em produção e injeção da água produzida). O quadro abaixo, preparado pela COMPANHIA, resume esta metodologia:

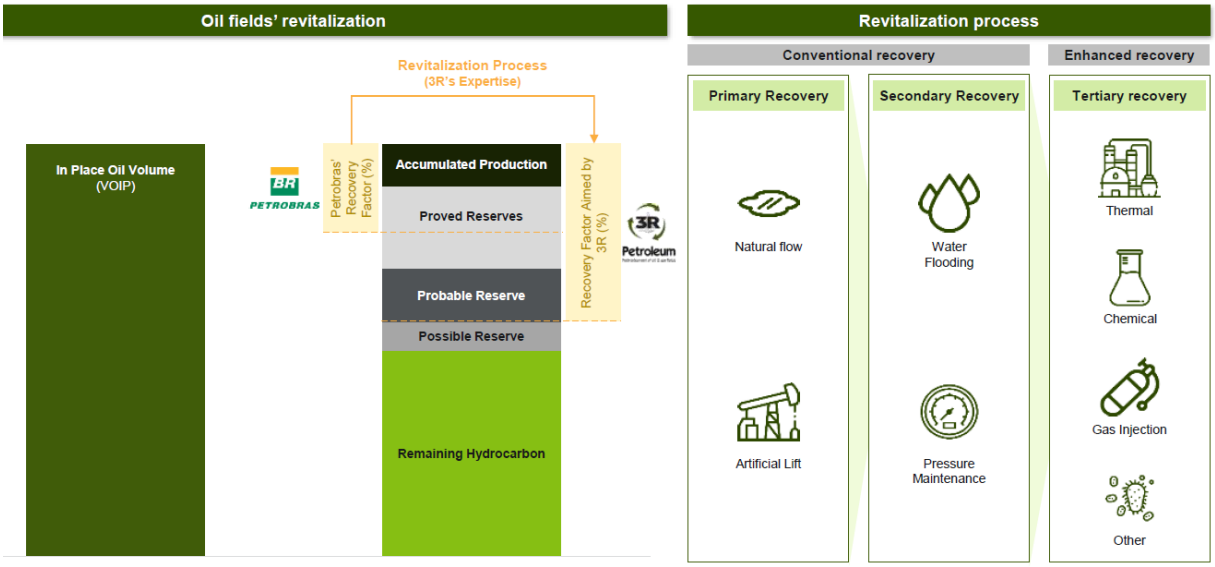


Figura 2 - Processo de revitalização. Fonte: a COMPANHIA

A redução de OPEX por barril se obterá pelo incremento de produção (decorrente do processo de revitalização dos campos) e da capitalização de sinergias, por exemplo, dos campos offshore de Aratum (Macau) com Pescada-Arabaiana.

Com respeito aos preços de venda de seus produtos, a COMPANHIA já se encontra em processo de negociação para venda de gás a preços mais atrativos. Para o óleo, a COMPANHIA possui contratos com a Petrobras, que estão em linha com os valores praticados no mercado internacional e refletem a qualidade do óleo médio de cada Polo. O desconto mínimo é de USD 0,55 por barril e o desconto máximo é de USD 6,5 por barril, sendo a maior parte do óleo vendida a descontos menores (o desconto médio ponderado pela produção atual de cada Polo é de aproximadamente USD 1,7 por barril).

5 MERCADO

Atualmente, a Petrobras é a única compradora dos hidrocarbonetos produzidos pela COMPANHIA em todos os campos. Aproximadamente 72% da produção é de óleo e 28% é de gás (quando convertidos em barris de óleo equivalente).

Alternativamente, a COMPANHIA poderá vender parte significativa ou a totalidade de seus hidrocarbonetos ao mercado internacional, sem grandes dificuldades logísticas, uma vez que os ativos vendidos ou em processo de venda pela Petrobras à COMPANHIA detém infraestrutura de escoamento da produção do Polo Macau e do Polo Pescada-Arabaiana até o Terminal de Guamaré. O mesmo acontece para a produção do Polo Rio Ventura, em que a infraestrutura incluída no Polo contempla dutos de escoamento até a proximidade do porto mais próximo (Terminal Madre de Deus). Para o Polo Fazenda Belém, há também alternativas de exportação

por meio do Terminal de Mucuripe, próximo à Refinaria Lubinor, atual ponto de recebimento de óleo produzido neste polo.

Por fim, como outra alternativa para venda de seus produtos, observa-se atualmente o interesse de players independentes em construir refinarias de pequeno porte ou unidades de processamento de gás natural próximo a polos produtores em terra, o que não era possível quando a Petrobras produzia quase a totalidade dos hidrocarbonetos em terra no Brasil. Tais projetos de pequenas refinarias ou unidades de processamento de gás natural independentes da Petrobras podem receber e comprar parte ou a totalidade da produção de óleo e gás de tais polos da COMPANHIA.

Segundo a COMPANHIA, estima-se que o consumo de energia do Brasil cresça em 2,2% por ano no período 2017-2040 vs 1,2% mundial. A geração elétrica com gás será fundamental como back-up para fazer frente à intermitência das fontes renováveis e dada a limitação no aumento da geração hidroelétrica.

6 PROJEÇÕES ECONÔMICO-FINANCEIRAS - METODOLOGIA

Este estudo de viabilidade econômica da Companhia não deve ser considerado como um valuation (*Fair Market Value*) da COMPANHIA nem dos ativos, nem da 3R ou 3R Óleo e Gás.

A viabilidade econômica foi obtida realizando uma projeção dos fluxos de caixa individuais do conjunto dos ativos da COMPANHIA, sem considerar sinergias potenciais nem beneficios impositivos.

Para homogeneizar os volumes de hidrocarbolíquidos, se tomaram os volumes 2P+2C para a confecção dos fluxos de caixa.

Para maiores detalhes, se referir aos relatórios de reservas e recursos que se encontram em anexo ao prospecto.

6.1 Investimentos

Polo Macau

O plano de desenvolvimento indica as seguintes atividades e custos associados:

Atividade	2C	Custo Unitario	Custo Total
Poços horizontais, direcionais ou sidetracks	17	6,00 MMUS$	102,2 MMUS$
Poços verticais	27	0,99 MMUS$	26,8 MMUS$
Workover ou Reativações	104	0,102 MMUS$	10,6 MMUS$

Polo Fazenda Belém

O plano de desenvolvimento indica as seguintes atividades e custos associados:

Atividade	2C	Custo Unitario	Custo Total
Poços horizontais ou direcionais	103	1 MMUS$	103 MMUS$
Poços verticais	10	0,29 MMUS$	2,9 MMUS$
Workover ou Reativações	137	0,045 MMUS$	6,2 MMUS$

Polo Rio Ventura

O plano de desenvolvimento indica as seguintes atividades e custos associados:

Atividade	2C	Custo Unitario	Custo Total
Poços horizontais ou direcionais	2	2,44 MMUS$	4,9 MMUS$
Poços verticais	32	0,88 MMUS$	28,2 MMUS$
Workover ou Reativações	193	0,15 MMUS$	29 MMUS$

Polo Pescada-Arabaiana

Nos investimentos se considerou a perfuração e completação de 1 poço horizontal e de 1 workover de categoria 2C em 2025 incluindo custos de mobilização da plataforma.

Atividade	2C	Custo Unitario	Custo Total
Poço horizontal	1	35,9 MMUS$	35,9 MMUS$
Workover	1	11,6 MMUS$	11,6 MMUS$

6.2 Custos

Polo Macau

As despesas operacionais foram estimadas com base em contratos de serviços futuros atualmente em negociação e incluem custos fixos associados ao contrato de operação de serviços de poços, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, SMS e despesas gerais por US $ 3,3 milhões por ano. O custo variável foi estimado em 2,4US$/bbl de óleo e inclui custos de extração, produtos químicos, eletricidade, transporte rodoviário e custos de gás associados ao processo de injeção de vapor.

Os custos de abandono foram estimados em 68,02 MMUS$, líquidos do valor a ser pago pela Petrobras, conforme previsto no Acordo de Compartilhamento de Custos de Descomissionamento assinado entre 3R e Petrobras.

Polo Fazenda Belém

As despesas operacionais foram estimadas com base em contratos de serviços futuros atualmente em negociação e incluem custos fixos associados ao contrato de operação de serviços de poços, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, SMS e despesas gerais por US $ 2,8 milhões por ano. O custo variável foi estimado em 10,4US$/bbl de óleo e inclui custos de extração, produtos químicos, eletricidade, transporte rodoviário e custos de gás associados ao processo de injeção de vapor.

Os custos de abandono foram estimados em 42,43 MMUS$, líquidos do valor a ser pago pela Petrobras, conforme previsto no Acordo de Compartilhamento de Custos de Descomissionamento assinado entre 3R e Petrobras.

Polo Rio Ventura

As despesas operacionais foram estimadas com base em contratos de serviços futuros atualmente em negociação e incluem custos fixos associados ao contrato de operação de serviços de poço, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, SMS e despesas gerais por US $ 4,16 milhões por ano. O custo variável foi estimado em 5,7US$/bbl de óleo e inclui custos de extração, produtos químicos, eletricidade e transporte.

Os custos de abandono foram estimados em 20,1 MMUS$, líquidos do valor a ser pago pela Petrobras, conforme previsto no Acordo de Compartilhamento de Custos de Descomissionamento assinado entre 3R e Petrobras.

Polo Pescada-Arabaiana

As despesas operacionais foram estimadas com base nos custos reais históricos e projetados e incluem custos fixos associados ao contrato de serviço de poços, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, SMS e despesas gerais por US$ 3,0 milhões por ano. O custo variável foi estimado em 2,1 US$/Boe (óleo e gás) e inclui custos de Operação e Transporte, entre outros.

Os custos de abandono estimados em 104,4 MMUS$ são compatíveis com os valores a serem arcados pela Petrobras, conforme previsto no Acordo de Compartilhamento de Custos de Descomissionamento, que foi assinado entre a 3R Óleo e Gás e a Petrobras; portanto, não há impacto no fluxo de caixa.

6.3 Premissas

Preços do petróleo: seguem abaixo os preços do petróleo considerados para o estudo de viabilidade.

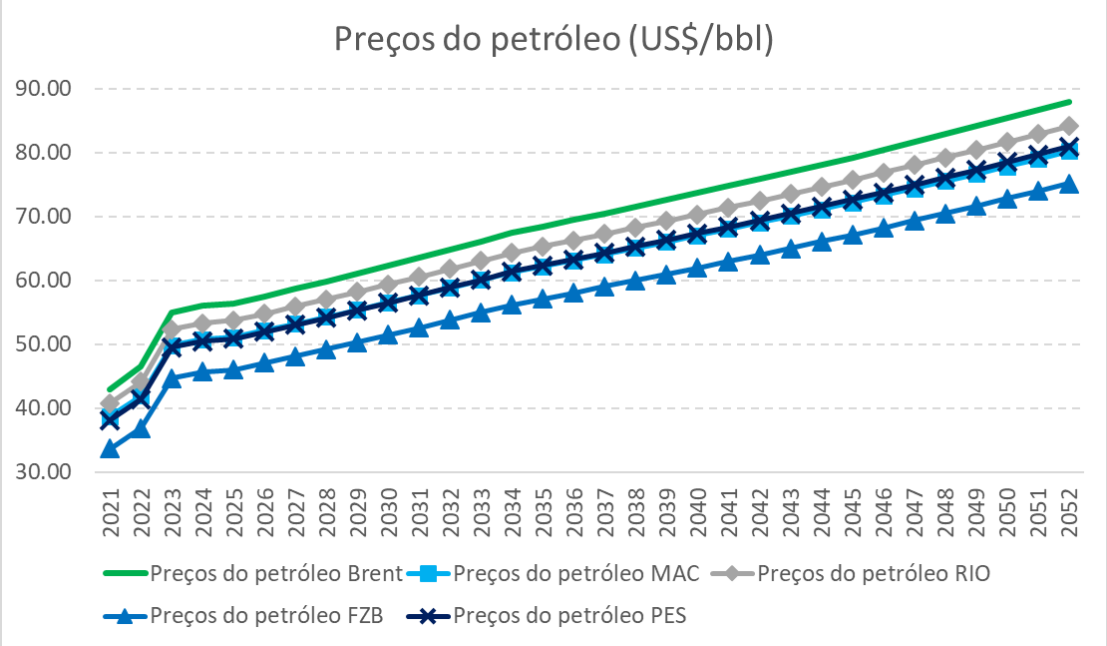


Gráfico 1 – Preços do petróleo em US$/bbl

Para calcular a receita líquida, foram utilizadas as fórmulas abaixo, considerando-se os descontos sobre o petróleo de referência (Brent) e os impostos sobre receita:

Descontos Petróleo Brent	
Desconto MAC	(BRENT-0.90) *(1-7.87%)
Desconto RIO	(BRENT-0.64) * (1-3.66%)
Desconto FZB	(BRENT-6.50) * (1-7.71%)
Desconto PES	65% * (BRENT-3.86) * (1-7.25%) + 35% * (BRENT-1.5)

Tabela 2 – Descontos sobre o preço do petróleo Brent

Os percentuais de 7,87% do Polo Macau, 3,66% do Polo Rio Ventura, 7,71% do Polo Fazenda Belém e 7,25% do Polo Pescada-Arabaiana referem-se às alíquotas de impostos sobre receita efetivamente pagas pela Companhia.

Preços do Gás: seguem abaixo os preços do gás considerados para o estudo de viabilidade.

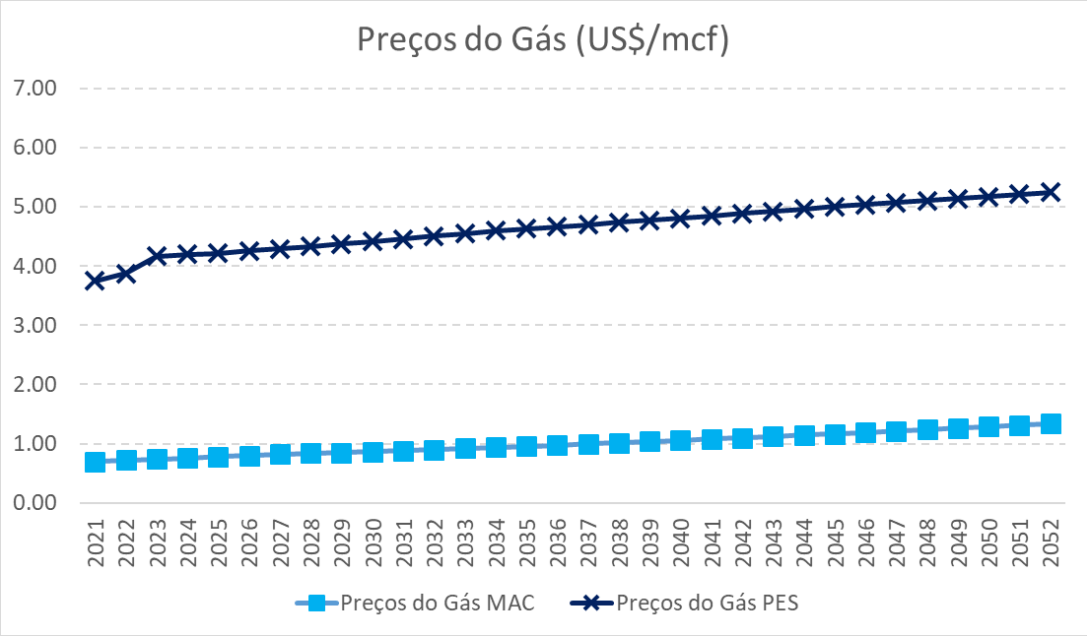


Gráfico 2– Preços do gás em US$/mcf

Royalties (e superficiários) e Imposto de Renda: seguem abaixo as alíquotas de Royalties (incluindo os superficiários) e as alíquotas de imposto de renda e contribuição social (IR e CSLL) consideradas para o estudo de viabilidade.

Royalties / Imposto de Renda	MAC	RIO	FZB	PES
Royalties	11.00%	11.00%	9.00%	8.80%
Imposto de Renda	34%			

Tabela 3 – Royalties (incluindo Superficiários) e Imposto de Renda

Para fins de modelagem, como ainda não foram regulamentados ou formalmente concedidas à Companhia:

(i) Não foram considerados os efeitos da eventual redução de royalties por produção incremental ou como resultado da resolução 4 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que estabelece que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) avalie a adoção de medidas visando à redução de royalties para até 5% para pequenas e médias empresas concessionárias de campos de petróleo;

(ii) Não foram considerados os efeitos de eventual redução da alíquota de imposto de renda referente ao incentivo fiscal da SUDENE.

Custos Operativos / Despesas Gerais e Administrativas: seguem abaixo os Custos Operativos e as Despesas Gerais e Administrativas considerados para o estudo de viabilidade. Tanto os Custos Operativos como as Despesas Gerais e Administrativas foram inflacionados a uma taxa anual de 2% no fluxo de caixa.

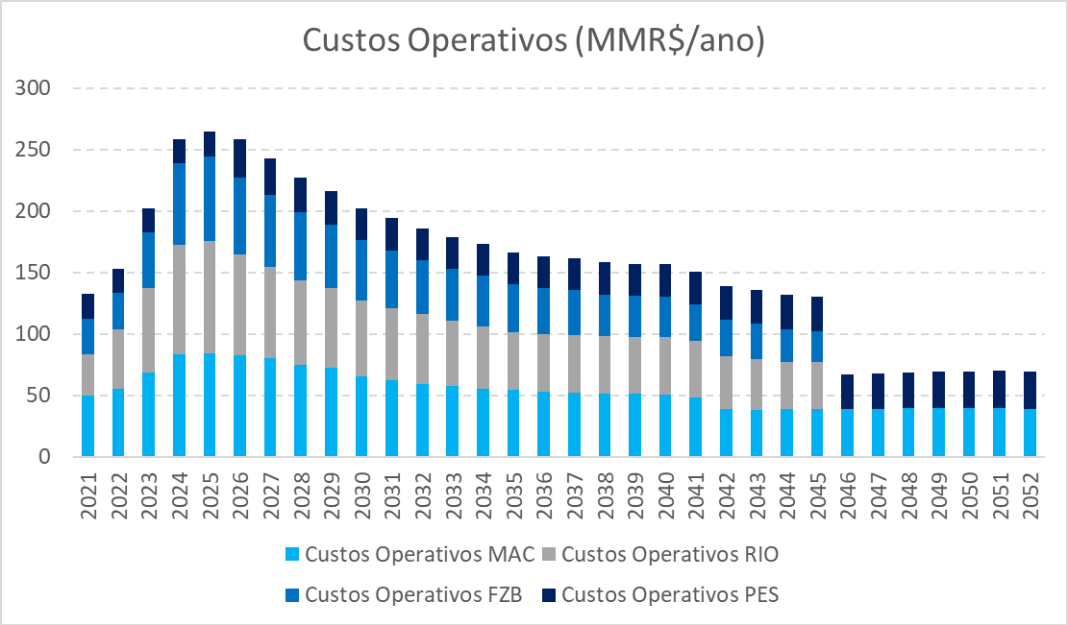


Gráfico 3 - Custos operativos por polo em MMR$ por ano

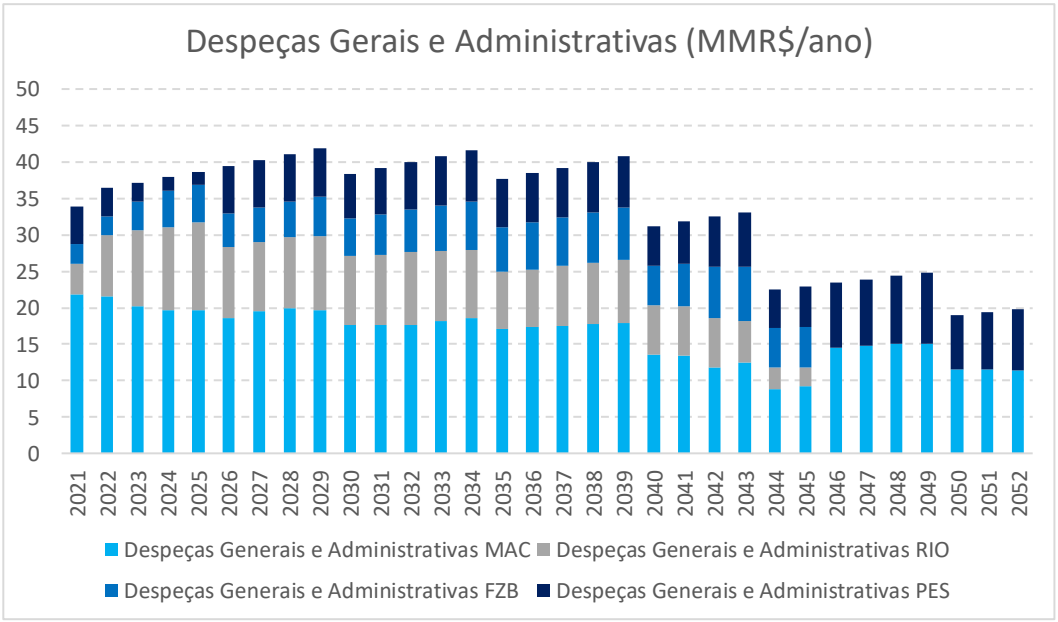


Gráfico 4 – Despesas G&A por polo em MMR$ por ano

Investimentos: seguem abaixo os investimentos considerados para o estudo de viabilidade. Os Investimentos foram inflacionados a uma taxa anual de 2% no fluxo de caixa.

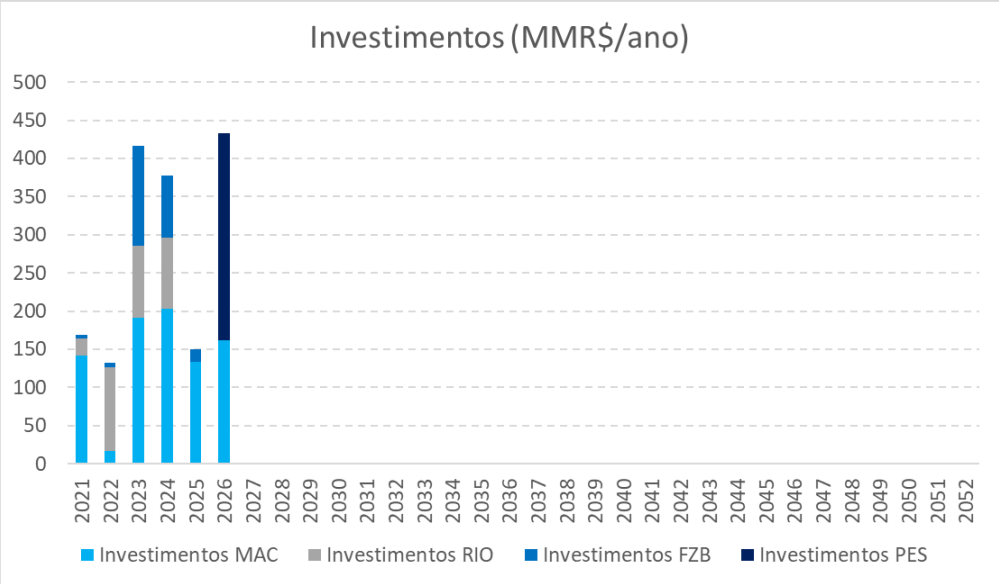


Gráfico 5 – Investimentos por polo em MMR$ por ano

Custos de Abandono: seguem abaixo os custos de abandono considerados para o estudo de viabilidade. Os Custos de Abandono foram inflacionados a uma taxa anual de 2% no fluxo de caixa.

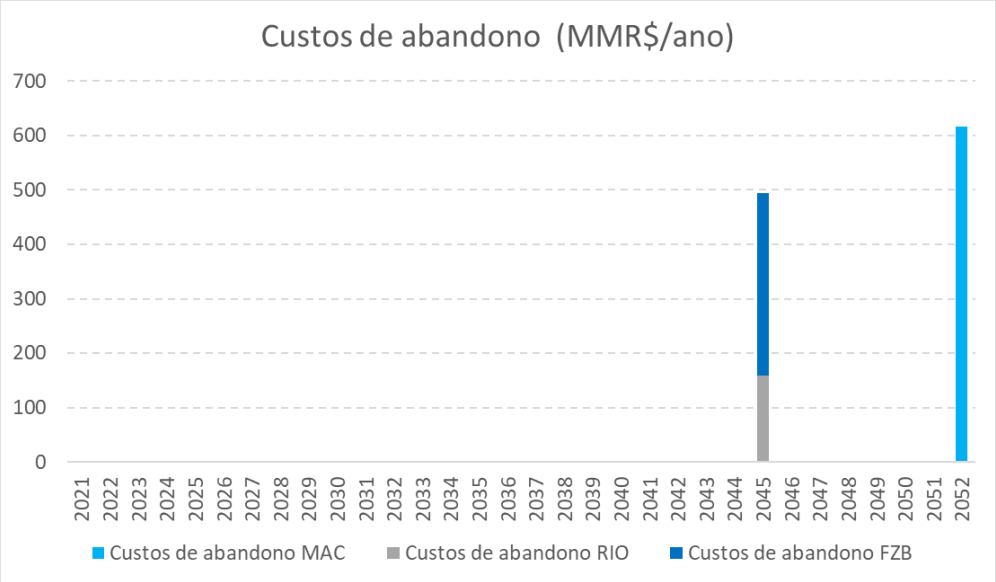


Gráfico 6 - Custos de abandono por polo em MMR$ por ano

7 PROJEÇÕES ECONÔMICO-FINANCEIRAS – RESULTADOS

7.1 FLUXOS DE CAIXA

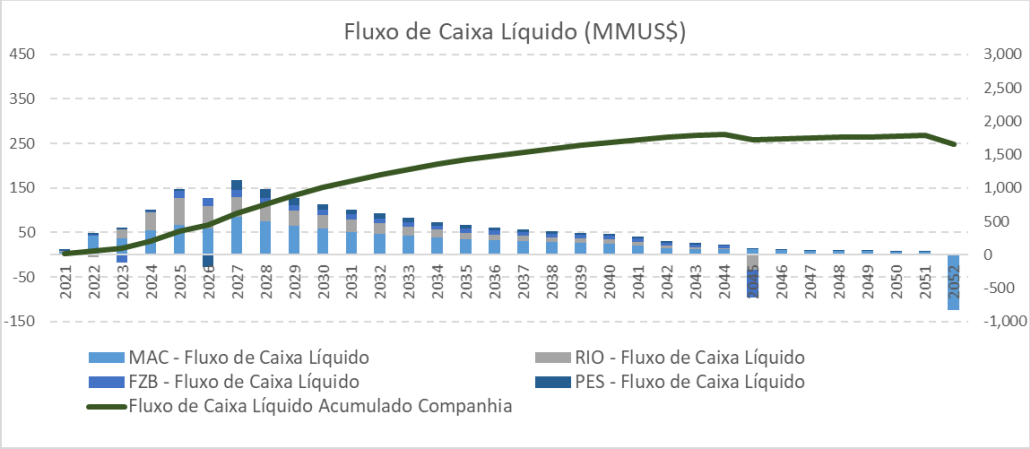


Gráfico 7 – Fluxo de caixa líquidos da COMPANHIA por Polo em MMUS$

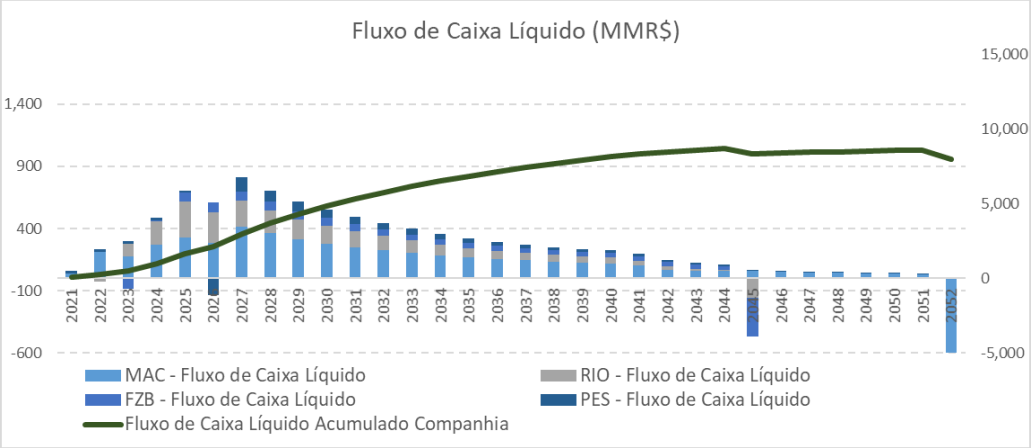


Gráfico 8 – Fluxo de caixa líquidos da COMPANHIA por Polo em MMR$

Notas:

1. Os fluxos de caixa são mostrados até o limite econômico de cada ativo.
2. Direitos são direitos econômicos líquidos da Companhia de acordo com os contratos que regem o(s) ativo(s).
3. Os totais podem não ser exatamente iguais à soma das entradas individuais devido ao arredondamento.

Detalhe Fluxos de Caixa (MMUS$)

Fluxo de Caixa das Operações dos Ativos da Companhia	Unidade	Total	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
MAC - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**44.19**	1.93	2.28	2.95	3.63	3.47	3.26	2.98	2.60	2.26	1.99	1.77	1.58	1.43	1.30	1.19	1.09	1.01	0.94	0.87	0.82	0.71	0.50	0.47	0.44	0.42	0.40	0.37	0.36	0.33	0.31	0.28	0.24
RD - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**22.17**	0.42	0.97	1.64	2.24	2.29	1.91	1.63	1.42	1.24	1.11	0.99	0.90	0.77	0.66	0.55	0.51	0.48	0.45	0.43	0.41	0.36	0.29	0.22	0.15	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FZB - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**12.63**	0.27	0.29	0.61	0.98	1.00	0.89	0.80	0.73	0.67	0.61	0.57	0.53	0.49	0.46	0.44	0.41	0.39	0.37	0.35	0.33	0.32	0.30	0.29	0.28	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PES - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**5.37**	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.73	0.54	0.43	0.35	0.30	0.26	0.23	0.20	0.19	0.17	0.16	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.10	0.10	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06
Produção Líquida Óleo	**MMbbl**	**84.35**	**2.70**	**3.62**	**5.26**	**6.91**	**6.83**	**6.80**	**5.96**	**5.18**	**4.52**	**4.01**	**3.59**	**3.24**	**2.90**	**2.60**	**2.34**	**2.17**	**2.01**	**1.88**	**1.77**	**1.67**	**1.50**	**1.20**	**1.07**	**0.96**	**0.88**	**0.48**	**0.45**	**0.43**	**0.40**	**0.38**	**0.35**	**0.30**
MAC - Volume Venda Gás	Bcf	**15.86**	1.35	1.38	1.28	1.25	1.66	2.14	2.08	1.95	0.98	0.54	0.22	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02
RD - Volume Venda Gás	Bcf	**0.00**	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FZB - Volume Venda Gás	Bcf	**0.00**	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PES - Volume Venda Gás	Bcf	**54.66**	2.53	2.26	2.03	1.83	1.64	3.26	3.45	3.06	2.77	2.54	2.34	2.17	2.02	1.89	1.77	1.66	1.56	1.47	1.39	1.32	1.25	1.19	1.13	1.08	1.03	0.98	0.94	0.90	0.86	0.83	0.79	0.71
Volume Venda Gás	**Bcf**	**70.52**	**3.88**	**3.65**	**3.31**	**3.07**	**3.31**	**5.40**	**5.54**	**5.01**	**3.75**	**3.07**	**2.56**	**2.27**	**2.11**	**1.97**	**1.84**	**1.73**	**1.62**	**1.53**	**1.45**	**1.37**	**1.29**	**1.23**	**1.17**	**1.12**	**1.06**	**1.02**	**0.97**	**0.93**	**0.89**	**0.85**	**0.81**	**0.72**
MAC - Receita Líquida Óleo	MMUS$	**2,481.5**	74.7	95.7	146.9	184.3	177.7	170.2	158.9	141.4	125.4	112.7	101.9	93.2	85.7	79.5	73.8	69.0	64.6	61.0	57.7	54.9	48.4	34.6	32.9	31.5	30.2	29.0	27.9	26.9	25.2	24.1	22.4	19.3
RD - Receita Líquida Óleo	MMUS$	**1,284.7**	17.1	43.0	85.9	119.6	123.2	104.9	91.2	80.9	72.3	65.6	60.1	55.4	48.6	42.4	36.0	33.6	32.2	30.9	29.8	28.8	26.0	21.3	15.8	11.2	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Receita Líquida Óleo	MMUS$	**660.2**	9.2	10.8	27.1	44.7	46.2	42.2	38.7	36.0	33.6	31.6	29.9	28.5	27.2	26.0	24.9	23.9	22.9	22.0	21.2	20.6	19.9	19.2	18.7	18.2	17.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Receita Líquida Óleo	MMUS$	**318.7**	3.2	3.1	3.4	3.1	2.8	38.0	28.8	23.2	19.3	16.8	15.0	13.4	12.3	11.4	10.6	9.9	8.9	8.3	7.9	7.5	7.1	6.9	6.7	6.5	6.2	6.0	5.8	5.7	5.5	5.3	5.1	4.9
Receita Líquida Óleo	**MMUS$**	**4,745.2**	**104.3**	**152.6**	**263.2**	**351.7**	**349.9**	**355.3**	**317.5**	**281.4**	**250.6**	**226.7**	**206.9**	**190.5**	**173.7**	**159.3**	**145.2**	**136.4**	**128.6**	**122.2**	**116.6**	**111.8**	**101.5**	**82.0**	**74.2**	**67.4**	**62.5**	**34.9**	**33.6**	**32.6**	**30.8**	**29.4**	**27.6**	**24.1**
MAC - Receita Líquida Gás	MMUS$	**12.8**	0.9	1.0	0.9	0.9	1.3	1.7	1.7	1.6	0.8	0.5	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RD - Receita Líquida Gás	MMUS$	**0.0**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Receita Líquida Gás	MMUS$	**0.0**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Receita Líquida Gás	MMUS$	**246.7**	9.5	8.8	8.5	7.7	6.9	13.8	14.8	13.3	12.1	11.2	10.4	9.8	9.2	8.7	8.2	7.8	7.3	7.0	6.6	6.3	6.1	5.8	5.6	5.4	5.1	5.0	4.8	4.6	4.4	4.3	4.1	3.7
Receita Líquida Gás	**MMUS$**	**259.5**	**10.4**	**9.8**	**9.4**	**8.6**	**8.2**	**15.6**	**16.5**	**14.9**	**13.0**	**11.7**	**10.6**	**9.9**	**9.3**	**8.7**	**8.3**	**7.8**	**7.4**	**7.0**	**6.7**	**6.4**	**6.1**	**5.9**	**5.6**	**5.4**	**5.2**	**5.0**	**4.8**	**4.6**	**4.5**	**4.3**	**4.2**	**3.7**
MAC - Receita Total	MMUS$	**2,494.3**	75.7	96.7	147.8	185.3	179.0	171.9	160.6	143.0	126.2	113.2	102.1	93.3	85.8	79.5	73.8	69.1	64.7	61.1	57.8	55.0	48.5	34.6	33.0	31.5	30.2	29.0	27.9	26.9	25.3	24.1	22.5	19.3
RD - Receita Total	MMUS$	**1,284.7**	17.1	43.0	85.9	119.6	123.2	104.9	91.2	80.9	72.3	65.6	60.1	55.4	48.6	42.4	36.0	33.6	32.2	30.9	29.8	28.8	26.0	21.3	15.8	11.2	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Receita total	MMUS$	**660.2**	9.2	10.8	27.1	44.7	46.2	42.2	38.7	36.0	33.6	31.6	29.9	28.5	27.2	26.0	24.9	23.9	22.9	22.0	21.2	20.6	19.9	19.2	18.7	18.2	17.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Receita Total	MMUS$	**565.4**	12.7	11.9	11.8	10.8	9.8	51.9	43.6	36.5	31.5	28.0	25.4	23.2	21.4	20.0	18.7	17.6	16.3	15.2	14.5	13.9	13.2	12.7	12.3	11.9	11.3	10.9	10.5	10.3	10.0	9.6	9.3	8.6
Receita Total	**MMUS$**	**5,004.7**	**114.7**	**162.4**	**272.6**	**360.4**	**358.1**	**370.8**	**334.1**	**296.3**	**263.6**	**238.4**	**217.5**	**200.4**	**183.0**	**168.0**	**153.5**	**144.2**	**136.0**	**129.2**	**123.3**	**118.2**	**107.6**	**87.9**	**79.8**	**72.8**	**67.6**	**39.9**	**38.4**	**37.3**	**35.2**	**33.7**	**31.8**	**27.9**
MAC - Royalties	MMUS$	**274.4**	8.3	10.6	16.3	20.4	19.7	18.9	17.7	15.7	13.9	12.4	11.2	10.3	9.4	8.7	8.1	7.6	7.1	6.7	6.4	6.0	5.3	3.8	3.6	3.5	3.3	3.2	3.1	3.0	2.8	2.7	2.5	2.1
RD - Royalties	MMUS$	**141.3**	1.9	4.7	9.4	13.2	13.5	11.5	10.0	8.9	8.0	7.2	6.6	6.1	5.3	4.7	4.0	3.7	3.5	3.4	3.3	3.2	2.9	2.3	1.7	1.2	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Royalties	MMUS$	**59.4**	0.8	1.0	2.4	4.0	4.2	3.8	3.5	3.2	3.0	2.8	2.7	2.6	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	1.9	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Royalties	MMUS$	**49.8**	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	4.6	3.8	3.2	2.8	2.5	2.2	2.0	1.9	1.8	1.6	1.6	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
Royalties	**MMUS$**	**524.9**	**12.2**	**17.4**	**29.2**	**38.5**	**38.3**	**38.8**	**35.0**	**31.1**	**27.6**	**25.0**	**22.8**	**21.0**	**19.1**	**17.5**	**16.0**	**15.0**	**14.1**	**13.4**	**12.8**	**12.3**	**11.1**	**9.0**	**8.1**	**7.4**	**6.8**	**4.2**	**4.0**	**3.9**	**3.7**	**3.5**	**3.3**	**2.9**
MAC - Despesas Operativas	MMUS$	**361.4**	9.8	11.4	14.3	17.4	17.4	17.2	16.6	15.5	15.1	13.6	12.9	12.4	11.9	11.6	11.3	11.1	10.9	10.7	10.6	10.5	10.1	8.0	8.0	8.0	8.0	8.1	8.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.1
RD - Despesas Operativas	MMUS$	**288.7**	6.7	10.1	14.4	18.4	19.1	17.0	15.5	14.4	13.5	12.8	12.2	11.8	11.1	10.5	9.8	9.7	9.7	9.6	9.6	9.7	9.5	9.0	8.5	8.1	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Despesas Operativas	MMUS$	**216.7**	5.7	6.1	9.4	13.8	14.3	13.0	12.2	11.5	10.6	10.2	9.8	9.1	8.8	8.6	8.0	7.8	7.6	7.1	6.9	6.8	6.3	6.1	6.0	5.5	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Despesas Operativas	MMUS$	**175.4**	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	6.4	6.1	5.8	5.6	5.5	5.4	5.4	5.3	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.7	5.8	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.2	6.3	6.4
Despesas Operativas	**MMUS$**	**1,042.1**	**26.4**	**31.8**	**42.1**	**53.7**	**54.9**	**53.6**	**50.4**	**47.2**	**44.8**	**42.1**	**40.4**	**38.7**	**37.2**	**36.0**	**34.5**	**33.9**	**33.5**	**32.8**	**32.6**	**32.5**	**31.4**	**28.8**	**28.2**	**27.3**	**27.1**	**14.0**	**14.1**	**14.3**	**14.3**	**14.5**	**14.6**	**14.5**
MAC - Holding G&A	MMUS$	**108.2**	4.3	4.5	4.2	4.1	4.1	3.9	4.1	4.2	4.1	3.7	3.7	3.7	3.8	3.9	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7	2.8	2.8	2.5	2.6	1.8	1.9	3.0	3.1	3.1	3.1	2.4	2.4	2.4
RD - Holding G&A	MMUS$	**42.9**	0.8	1.7	2.2	2.4	2.5	2.0	2.0	2.0	2.1	2.0	2.0	2.1	2.0	1.9	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.4	1.4	1.4	1.2	0.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Holding G&A	MMUS$	**28.8**	0.5	0.5	0.8	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.1	1.2	1.5	1.6	1.1	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Holding G&A	MMUS$	**42.8**	1.0	0.8	0.5	0.4	0.4	1.4	1.4	1.3	1.4	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.1	1.2	1.4	1.6	1.1	1.2	1.8	1.9	2.0	2.0	1.6	1.6	1.7
Holding G&A	**MMUS$**	**222.6**	**6.7**	**7.6**	**7.7**	**7.9**	**8.0**	**8.2**	**8.4**	**8.5**	**8.7**	**8.0**	**8.2**	**8.3**	**8.5**	**8.6**	**7.8**	**8.0**	**8.2**	**8.3**	**8.5**	**6.5**	**6.6**	**6.8**	**6.9**	**4.7**	**4.8**	**4.9**	**5.0**	**5.1**	**5.2**	**4.0**	**4.0**	**4.1**
MAC - Custos de Capital	MMUS$	**175.1**	28.1	3.4	39.8	42.2	27.8	33.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RD - Custos de Capital	MMUS$	**66.8**	4.6	22.8	19.8	19.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Custos de Capital	MMUS$	**49.2**	0.9	1.2	27.1	16.8	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Custos de Capital	MMUS$	**56.3**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	56.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Custos de Capital	**MMUS$**	**347.4**	**33.6**	**27.4**	**86.7**	**78.5**	**31.1**	**90.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
MAC - Custos de Abandono	MMUS$	**128.2**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	128.2
RD - Custos de Abandono	MMUS$	**33.0**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Custos de Abandono	MMUS$	**69.6**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	69.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Custos de Abandono	MMUS$	**0.0**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Custos de Abandono	**MMUS$**	**230.7**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**102.6**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**128.2**
MAC - Imposto de Renda	MMUS$	**535.6**	17.6	23.3	36.7	45.2	42.4	39.2	36.4	32.0	27.9	25.1	22.5	20.3	18.4	16.8	15.4	14.2	13.1	12.1	11.2	10.8	9.2	6.1	5.6	5.5	5.1	4.4	4.0	3.7	3.3	3.2	2.7	1.9
RD - Imposto de Renda	MMUS$	**253.3**	2.6	8.6	19.1	26.7	27.4	23.1	19.9	17.3	15.2	13.6	12.3	11.1	9.4	7.9	6.4	5.7	5.3	5.0	4.6	4.5	3.8	2.6	1.3	0.3	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Imposto de Renda	MMUS$	**104.1**	0.7	1.1	4.4	7.5	7.6	7.0	6.3	5.8	5.4	5.1	4.7	4.6	4.3	4.0	3.9	3.7	3.5	3.4	3.2	3.2	3.2	2.9	2.8	3.0	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Imposto de Renda	MMUS$	**82.0**	2.2	2.0	2.1	1.8	1.5	11.5	9.3	7.4	6.1	5.3	4.6	4.0	3.5	3.1	2.8	2.5	2.1	1.8	1.6	1.5	1.3	1.1	0.9	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.4
Imposto de Renda	**MMUS$**	**975.0**	**23.1**	**34.9**	**62.3**	**81.2**	**78.9**	**80.9**	**71.9**	**62.6**	**54.7**	**49.1**	**44.0**	**39.9**	**35.6**	**31.8**	**28.6**	**26.1**	**24.0**	**22.3**	**20.7**	**20.0**	**17.4**	**12.7**	**10.6**	**9.7**	**8.3**	**4.8**	**4.3**	**3.9**	**3.3**	**3.2**	**2.6**	**1.5**
MAC - Fluxo de Caixa Líquido	MMUS$	**911.5**	7.5	43.4	36.6	56.0	67.5	59.0	85.9	75.6	65.2	58.3	51.9	46.7	42.3	38.6	35.4	32.6	30.0	27.8	25.8	24.8	21.1	14.2	13.1	12.7	11.8	10.3	9.6	8.9	7.9	7.6	6.6	-123.4
RD - Fluxo de Caixa Líquido	MMUS$	**458.8**	0.5	-5.0	20.9	39.5	60.6	51.1	43.8	38.2	33.6	30.0	27.0	24.4	20.7	17.4	14.2	12.8	11.9	11.1	10.4	10.1	8.5	5.9	3.2	1.0	-33.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Fluxo de Caixa Líquido	MMUS$	**132.4**	0.4	1.0	-17.0	1.6	15.8	17.4	15.7	14.3	13.3	12.4	11.5	11.1	10.3	9.7	9.4	8.9	8.4	8.1	7.7	7.6	7.4	7.0	6.6	6.9	-63.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Fluxo de Caixa Líquido	MMUS$	**159.2**	4.2	3.9	4.1	3.5	2.9	-28.2	23.0	18.7	15.6	13.5	11.8	10.4	9.3	8.3	7.6	6.8	5.9	5.2	4.7	4.5	4.0	3.5	3.1	3.0	2.6	1.8	1.5	1.3	0.9	1.0	0.6	0.1
Fluxo de Caixa Líquido Companhia	**MMUS$**	**1,661.9**	**12.7**	**43.3**	**44.5**	**100.6**	**146.9**	**99.3**	**168.4**	**146.8**	**127.7**	**114.2**	**102.2**	**92.6**	**82.6**	**74.1**	**66.6**	**61.1**	**56.2**	**52.3**	**48.7**	**46.9**	**41.0**	**30.6**	**26.0**	**23.7**	**-81.9**	**12.2**	**11.1**	**10.2**	**8.8**	**8.6**	**7.3**	**-123.3**
Fluxo de Caixa Líquido Acumulado Companhia	**MMUS$**		**13**	**56**	**101**	**201**	**348**	**447**	**616**	**762**	**890**	**1,004**	**1,107**	**1,199**	**1,282**	**1,356**	**1,423**	**1,484**	**1,540**	**1,592**	**1,641**	**1,688**	**1,729**	**1,759**	**1,785**	**1,809**	**1,727**	**1,739**	**1,750**	**1,761**	**1,769**	**1,778**	**1,785**	**1,662**

Detalhe Fluxos de Caixa (MMR$)

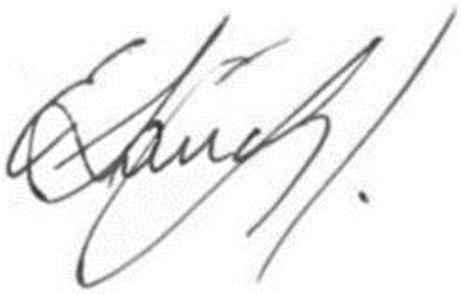
Fluxo de Caixa das Operações dos Ativos da Companhia	Unidade	Total	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
MAC - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**44.19**	1.93	2.28	2.95	3.63	3.47	3.26	2.98	2.60	2.26	1.99	1.77	1.58	1.43	1.30	1.19	1.09	1.01	0.94	0.87	0.82	0.71	0.50	0.47	0.44	0.42	0.40	0.37	0.36	0.33	0.31	0.28	0.24
RD - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**22.17**	0.42	0.97	1.64	2.24	2.29	1.91	1.63	1.42	1.24	1.11	0.99	0.90	0.77	0.66	0.55	0.51	0.48	0.45	0.43	0.41	0.36	0.29	0.22	0.15	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FZB - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**12.63**	0.27	0.29	0.61	0.98	1.00	0.89	0.80	0.73	0.67	0.61	0.57	0.53	0.49	0.46	0.44	0.41	0.39	0.37	0.35	0.33	0.32	0.30	0.29	0.28	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PES - Produção Líquida Óleo	MMbbl	**5.37**	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.73	0.54	0.43	0.35	0.30	0.26	0.23	0.20	0.19	0.17	0.16	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.10	0.10	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06
Produção Líquida Óleo	**MMbbl**	**84.35**	**2.70**	**3.62**	**5.26**	**6.91**	**6.83**	**6.80**	**5.96**	**5.18**	**4.52**	**4.01**	**3.59**	**3.24**	**2.90**	**2.60**	**2.34**	**2.17**	**2.01**	**1.88**	**1.77**	**1.67**	**1.50**	**1.20**	**1.07**	**0.96**	**0.88**	**0.48**	**0.45**	**0.43**	**0.40**	**0.38**	**0.35**	**0.30**
MAC - Volume Venda Gás	Bcf	**15.86**	1.35	1.38	1.28	1.25	1.66	2.14	2.08	1.95	0.98	0.54	0.22	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02
RD - Volume Venda Gás	Bcf	**0.00**	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FZB - Volume Venda Gás	Bcf	**0.00**	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PES - Volume Venda Gás	Bcf	**54.66**	2.53	2.26	2.03	1.83	1.64	3.26	3.45	3.06	2.77	2.54	2.34	2.17	2.02	1.89	1.77	1.66	1.56	1.47	1.39	1.32	1.25	1.19	1.13	1.08	1.03	0.98	0.94	0.90	0.86	0.83	0.79	0.71
Volume Venda Gás	**Bcf**	**70.52**	**3.88**	**3.65**	**3.31**	**3.07**	**3.31**	**5.40**	**5.54**	**5.01**	**3.75**	**3.07**	**2.56**	**2.27**	**2.11**	**1.97**	**1.84**	**1.73**	**1.62**	**1.53**	**1.45**	**1.37**	**1.29**	**1.23**	**1.17**	**1.12**	**1.06**	**1.02**	**0.97**	**0.93**	**0.89**	**0.85**	**0.81**	**0.72**
MAC - Receita Líquida Óleo	MMR$	**11,952.1**	375.9	461.1	705.0	886.7	854.6	818.7	764.3	680.0	603.1	542.1	490.2	448.4	412.3	382.2	354.8	331.8	310.9	293.4	277.6	264.1	233.0	166.4	158.5	151.5	145.1	139.3	134.0	129.3	121.3	115.8	108.0	92.7
RD - Receita Líquida Óleo	MMR$	**6,182.9**	86.1	207.4	412.1	575.1	592.5	504.4	438.6	389.0	347.9	315.6	289.1	266.4	233.5	203.9	173.2	161.6	154.7	148.8	143.2	138.5	125.3	102.3	76.2	53.8	43.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Receita Líquida Óleo	MMR$	**3,177.5**	46.1	52.0	130.2	215.2	222.3	202.8	186.0	173.0	161.4	152.0	143.9	137.2	130.7	125.2	119.7	115.0	110.1	106.0	102.2	99.0	95.5	92.6	89.8	87.5	82.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Receita Líquida Óleo	MMR$	**1,533.8**	16.3	15.2	16.2	14.9	13.6	182.9	138.4	111.6	93.0	80.7	72.0	64.5	59.0	54.7	50.8	47.6	43.0	39.7	37.9	36.1	34.4	33.4	32.4	31.4	29.6	28.7	27.7	27.6	26.7	25.7	24.7	23.5
Receita Líquida Óleo	**MMR$**	**22,846.3**	**524.4**	**735.7**	**1,263.5**	**1,691.9**	**1,682.9**	**1,708.8**	**1,527.3**	**1,353.6**	**1,205.4**	**1,090.4**	**995.3**	**916.5**	**835.5**	**766.1**	**698.4**	**656.0**	**618.7**	**587.9**	**561.0**	**537.7**	**488.2**	**394.7**	**356.9**	**324.2**	**300.4**	**168.0**	**161.8**	**156.9**	**148.0**	**141.5**	**132.7**	**116.2**
MAC - Receita Líquida Gás	MMR$	**61.6**	4.8	4.8	4.5	4.6	6.2	8.2	8.2	7.9	4.0	2.2	0.9	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
RD - Receita Líquida Gás	MMR$	**0.0**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Receita Líquida Gás	MMR$	**0.0**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Receita Líquida Gás	MMR$	**1,188.8**	47.7	42.3	40.6	36.9	33.3	66.6	71.3	63.9	58.3	53.9	50.2	47.0	44.2	41.7	39.4	37.3	35.3	33.5	32.0	30.5	29.2	28.0	26.8	25.8	24.8	23.8	22.9	22.1	21.4	20.6	19.9	17.8
Receita Líquida Gás	**MMR$**	**1,250.4**	**52.5**	**47.1**	**45.2**	**41.5**	**39.6**	**74.9**	**79.5**	**71.7**	**62.3**	**56.1**	**51.1**	**47.4**	**44.6**	**42.1**	**39.7**	**37.6**	**35.6**	**33.8**	**32.2**	**30.8**	**29.4**	**28.2**	**27.0**	**26.0**	**25.0**	**24.0**	**23.1**	**22.3**	**21.5**	**20.8**	**20.0**	**17.9**
MAC - Receita Total	MMR$	**12,013.7**	380.7	465.9	709.5	891.2	860.8	827.0	772.5	687.9	607.1	544.3	491.2	448.8	412.7	382.6	355.1	332.2	311.2	293.7	277.9	264.4	233.3	166.6	158.7	151.7	145.3	139.5	134.2	129.5	121.5	115.9	108.1	92.8
RD - Receita Total	MMR$	**6,182.9**	86.1	207.4	412.1	575.1	592.5	504.4	438.6	389.0	347.9	315.6	289.1	266.4	233.5	203.9	173.2	161.6	154.7	148.8	143.2	138.5	125.3	102.3	76.2	53.8	43.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Receita Total	MMR$	**3,177.5**	46.1	52.0	130.2	215.2	222.3	202.8	186.0	173.0	161.4	152.0	143.9	137.2	130.7	125.2	119.7	115.0	110.1	106.0	102.2	99.0	95.5	92.6	89.8	87.5	82.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Receita Total	MMR$	**2,722.6**	64.0	57.4	56.8	51.8	46.9	249.5	209.7	175.4	151.4	134.5	122.2	111.5	103.2	96.4	90.2	84.9	78.3	73.2	69.9	66.7	63.5	61.3	59.2	57.2	54.4	52.5	50.6	49.7	48.0	46.3	44.6	41.3
Receita Total	**MMR$**	**24,096.6**	**576.9**	**782.8**	**1,308.7**	**1,733.3**	**1,722.5**	**1,783.6**	**1,606.9**	**1,425.3**	**1,267.7**	**1,146.5**	**1,046.4**	**964.0**	**880.1**	**808.1**	**738.2**	**693.6**	**654.3**	**621.7**	**593.2**	**568.5**	**517.6**	**422.8**	**383.9**	**350.2**	**325.3**	**192.0**	**184.9**	**179.2**	**169.5**	**162.2**	**152.8**	**134.1**
MAC - Royalties	MMR$	**1,321.5**	41.9	51.3	78.0	98.0	94.7	91.0	85.0	75.7	66.8	59.9	54.0	49.4	45.4	42.1	39.1	36.5	34.2	32.3	30.6	29.1	25.7	18.3	17.5	16.7	16.0	15.3	14.8	14.2	13.4	12.8	11.9	10.2
RD - Royalties	MMR$	**680.1**	9.5	22.8	45.3	63.3	65.2	55.5	48.2	42.8	38.3	34.7	31.8	29.3	25.7	22.4	19.1	17.8	17.0	16.4	15.8	15.2	13.8	11.3	8.4	5.9	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Royalties	MMR$	**286.0**	4.1	4.7	11.7	19.4	20.0	18.2	16.7	15.6	14.5	13.7	13.0	12.4	11.8	11.3	10.8	10.3	9.9	9.5	9.2	8.9	8.6	8.3	8.1	7.9	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Royalties	MMR$	**239.6**	5.6	5.1	5.0	4.6	4.1	22.0	18.5	15.4	13.3	11.8	10.8	9.8	9.1	8.5	7.9	7.5	6.9	6.4	6.1	5.9	5.6	5.4	5.2	5.0	4.8	4.6	4.5	4.4	4.2	4.1	3.9	3.6
Royalties	**MMR$**	**2,527.2**	**61.1**	**83.8**	**140.1**	**185.2**	**184.0**	**186.7**	**168.4**	**149.5**	**132.9**	**120.1**	**109.5**	**100.8**	**91.9**	**84.3**	**76.8**	**72.1**	**68.0**	**64.7**	**61.7**	**59.1**	**53.6**	**43.3**	**39.1**	**35.5**	**32.9**	**20.0**	**19.2**	**18.6**	**17.6**	**16.8**	**15.8**	**13.8**
MAC - Despesas Operativas	MMR$	**1,740.3**	49.5	55.1	68.5	83.6	83.8	82.7	79.9	74.5	72.7	65.4	62.0	59.5	57.3	55.6	54.2	53.2	52.2	51.6	51.0	50.7	48.4	38.5	38.4	38.5	38.6	38.9	39.1	39.4	39.4	39.6	39.6	38.8
RD - Despesas Operativas	MMR$	**1,389.9**	33.7	48.9	69.1	88.5	91.8	81.9	74.6	69.2	64.8	61.5	58.9	56.7	53.3	50.4	47.4	46.6	46.5	46.4	46.4	46.5	45.6	43.4	40.9	38.8	38.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Despesas Operativas	MMR$	**1,043.5**	28.9	29.3	45.0	66.3	68.9	62.7	58.6	55.5	51.2	49.0	47.1	44.0	42.5	41.3	38.4	37.6	36.6	34.0	33.3	32.7	30.1	29.6	29.1	26.5	25.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Despesas Operativas	MMR$	**844.6**	20.9	19.8	19.7	19.7	19.7	30.6	29.4	27.9	27.0	26.4	26.1	25.8	25.7	25.7	25.8	25.8	25.9	26.0	26.2	26.5	26.7	27.0	27.4	27.7	28.0	28.4	28.8	29.2	29.6	30.0	30.5	30.7
Despesas Operativas	**MMR$**	**5,018.2**	**132.9**	**153.1**	**202.2**	**258.1**	**264.2**	**257.9**	**242.6**	**227.2**	**215.7**	**202.3**	**194.1**	**185.9**	**178.8**	**172.9**	**165.8**	**163.2**	**161.2**	**158.0**	**157.0**	**156.4**	**150.8**	**138.5**	**135.7**	**131.5**	**130.2**	**67.2**	**67.9**	**68.6**	**69.0**	**69.6**	**70.1**	**69.5**
MAC - Holding G&A	MMR$	**521.2**	21.8	21.6	20.2	19.6	19.7	18.5	19.5	20.0	19.7	17.7	17.6	17.7	18.1	18.6	17.1	17.3	17.5	17.7	17.9	13.6	13.4	11.8	12.5	8.8	9.2	14.6	14.8	15.0	15.1	11.5	11.5	11.4
RD - Holding G&A	MMR$	**206.5**	4.2	8.4	10.5	11.4	12.0	9.8	9.5	9.7	10.1	9.4	9.7	9.9	9.7	9.3	7.9	7.9	8.2	8.5	8.7	6.7	6.8	6.8	5.7	2.9	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Holding G&A	MMR$	**138.6**	2.8	2.5	3.9	5.0	5.3	4.6	4.7	5.0	5.4	5.2	5.6	5.9	6.2	6.6	6.2	6.4	6.7	6.9	7.1	5.5	5.9	7.0	7.5	5.4	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Holding G&A	MMR$	**206.0**	5.1	3.9	2.6	1.9	1.7	6.5	6.5	6.4	6.6	6.1	6.3	6.5	6.8	7.1	6.6	6.8	6.9	7.0	7.1	5.4	5.8	6.9	7.5	5.3	5.6	8.9	9.1	9.4	9.8	7.6	7.9	8.4
Holding G&A	**MMR$**	**1,072.3**	**33.9**	**36.5**	**37.2**	**37.9**	**38.7**	**39.5**	**40.2**	**41.0**	**41.9**	**38.4**	**39.2**	**40.0**	**40.8**	**41.6**	**37.7**	**38.5**	**39.2**	**40.0**	**40.8**	**31.2**	**31.9**	**32.5**	**33.1**	**22.5**	**23.0**	**23.5**	**23.9**	**24.4**	**24.9**	**19.0**	**19.4**	**19.8**
MAC - Custos de Capital	MMR$	**847.9**	141.3	16.4	190.9	203.0	133.9	162.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RD - Custos de Capital	MMR$	**322.2**	23.2	110.1	95.2	93.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Custos de Capital	MMR$	**236.8**	4.6	5.6	130.1	80.9	15.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Custos de Capital	MMR$	**270.8**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	270.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Custos de Capital	**MMR$**	**1,677.7**	**169.0**	**132.2**	**416.2**	**377.7**	**149.4**	**433.1**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
MAC - Custos de Abandono	MMR$	**616.5**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	616.5
RD - Custos de Abandono	MMR$	**158.5**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	158.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Custos de Abandono	MMR$	**334.8**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	334.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Custos de Abandono	MMR$	**0.0**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Custos de Abandono	**MMR$**	**1,109.9**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**493.3**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**616.5**
MAC - Imposto de Renda	MMR$	**2,580.1**	88.7	112.1	176.2	217.6	203.9	188.8	175.1	154.2	134.2	120.9	108.1	97.6	88.5	80.8	74.3	68.3	62.9	58.2	54.1	52.0	44.2	29.5	27.1	26.5	24.5	21.1	19.4	18.0	15.7	15.4	13.2	9.2
RD - Imposto de Renda	MMR$	**1,219.0**	13.0	41.3	91.7	128.2	131.8	111.3	95.5	83.4	73.2	65.6	58.9	53.2	45.2	37.9	30.7	27.7	25.7	24.0	22.3	21.6	18.2	12.3	6.1	1.3	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Imposto de Renda	MMR$	**500.7**	3.5	5.2	21.3	36.1	36.7	33.7	30.5	28.0	26.1	24.4	22.7	21.9	20.5	19.3	18.9	17.8	16.7	16.4	15.5	15.4	15.2	14.2	13.4	14.3	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Imposto de Renda	MMR$	**394.9**	11.0	9.7	10.0	8.7	7.3	55.3	44.5	35.8	29.5	25.3	22.1	19.2	16.9	15.0	13.5	12.0	10.2	8.7	7.7	7.4	6.3	5.3	4.4	4.5	3.5	1.8	1.1	0.6	-0.1	0.1	-0.7	-1.8
Imposto de Renda	**MMR$**	**4,694.7**	**116.3**	**168.3**	**299.3**	**390.7**	**379.7**	**389.2**	**345.6**	**301.3**	**263.0**	**236.2**	**211.8**	**192.0**	**171.1**	**153.0**	**137.4**	**125.8**	**115.4**	**107.3**	**99.6**	**96.3**	**83.9**	**61.3**	**51.0**	**46.6**	**39.9**	**22.8**	**20.5**	**18.6**	**15.6**	**15.4**	**12.5**	**7.4**
MAC - Fluxo de Caixa Líquido	MMR$	**4,386.3**	37.5	209.4	175.6	269.4	324.9	283.6	413.1	363.5	313.7	280.4	249.4	224.7	203.4	185.6	170.5	156.8	144.4	133.9	124.3	119.0	101.6	68.5	63.2	61.2	56.9	49.7	46.1	42.8	37.9	36.7	31.9	-593.4
RD - Fluxo de Caixa Líquido	MMR$	**2,206.7**	2.6	-24.1	100.3	189.9	291.6	245.9	210.7	183.9	161.5	144.5	129.8	117.3	99.7	83.9	68.2	61.6	57.3	53.6	50.0	48.4	41.0	28.5	15.2	4.8	-159.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FZB - Fluxo de Caixa Líquido	MMR$	**637.1**	2.2	4.7	-81.8	7.5	75.9	83.5	75.4	69.0	64.1	59.7	55.5	53.2	49.7	46.8	45.4	42.8	40.2	39.2	37.1	36.5	35.8	33.5	31.8	33.4	-304.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PES - Fluxo de Caixa Líquido	MMR$	**766.6**	21.4	18.9	19.5	17.0	14.1	-135.6	110.8	89.9	75.0	64.9	57.0	50.1	44.6	40.1	36.3	32.8	28.4	25.1	22.6	21.5	19.1	16.7	14.8	14.6	12.5	8.8	7.2	6.1	4.5	4.6	3.0	0.4
Fluxo de Caixa Líquido Companhia	**MMR$**	**7,996.7**	**63.7**	**208.9**	**213.7**	**483.8**	**706.5**	**477.4**	**810.0**	**706.3**	**614.2**	**549.4**	**491.7**	**445.2**	**397.5**	**356.3**	**320.5**	**294.0**	**270.4**	**251.7**	**234.1**	**225.5**	**197.4**	**147.2**	**124.9**	**114.1**	**-394.0**	**58.5**	**53.3**	**49.0**	**42.4**	**41.3**	**34.9**	**-593.0**
Fluxo de Caixa Líquido Acumulado Companhia	**MMR$**		**64**	**273**	**486**	**970**	**1,676**	**2,154**	**2,964**	**3,670**	**4,284**	**4,834**	**5,326**	**5,771**	**6,168**	**6,525**	**6,845**	**7,139**	**7,409**	**7,661**	**7,895**	**8,121**	**8,318**	**8,465**	**8,590**	**8,704**	**8,310**	**8,369**	**8,422**	**8,471**	**8,513**	**8,555**	**8,590**	**7,997**

Nota Final

Este documento é confidencial e foi preparado para uso exclusivo do Cliente ou das partes aqui nomeadas. Não pode ser distribuído ou disponibilizado, no todo ou em parte, a qualquer outra empresa ou pessoa sem o conhecimento prévio e consentimento por escrito da GaffneyCline. Nenhuma pessoa ou empresa além daquelas a quem se destina pode, direta ou indiretamente, se apoiar no seu conteúdo. GaffneyCline está atuando apenas em caráter consultivo e, em toda a extensão permitida por lei, isenta-se de qualquer responsabilidade por ações ou perdas derivadas de qualquer expectativa real ou suposta colocada neste documento (ou quaisquer outras declarações ou opiniões da GaffneyCline) pelo Cliente ou por qualquer outra pessoa ou entidade.

Atenciosamente,

Gaffney, Cline & Associates



Fernando Rolla	Eduardo Sanchez
Gerente de Projeto	Revisor
Senior Consultant GaffneyCline	Principal Consultant GaffneyCline

Apêndices:

Apêndice I Definições do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS)
Apêndice II Glossário
Apêndice III Relatório de Recursos Fazenda Belém
Apêndice IV Relatório de Recursos Rio Ventura
Apêndice V Relatório de Recursos e Reservas Pescada-Arabaiana
Apêndice VI Relatório de Reservas Macau

Índice de Figuras:

Figura 1 - Mapa de ubicação dos ativos. Fonte: a COMPANHIA .
Figura 2 - Processo de revitalização. Fonte: a COMPANHIA

Índice de Gráficos:

Gráfico 1 – Preços do petróleo em US$/bbl
Gráfico 2– Preços do gás em US$/mcf
Gráfico 3 - Custos operativos por polo em MMR$ por ano
Gráfico 4 – Despesas G&A por polo em MMR$ por ano
Gráfico 5 – Investimentos por polo em MMR$ por ano
Gráfico 6 - Custos de abandono por polo em MMR$ por ano
Gráfico 7 – Fluxo de caixa líquidos da COMPANHIA por Polo en MMUS$
Gráfico 8 – Fluxo de caixa líquidos da COMPANHIA por Polo en MMR$

Índice de Tabelas:

Tabela 1 - Volumes Técnicos Estimados ao 1 de Janeiro de 2021
Tabela 2 – Descontos sobre o preço do petróleo Brent
Tabela 3 – Royalties e Imposto de Renda

Apêndice I
Definições do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS)

Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council,
American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers,
Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts,
and European Association of Geoscientists & Engineers

Petroleum Resources Management System

Definições e Diretrizes (1)

(Revisado Junho 2018)

Tabela 1 - Recursos Recuperávies - Classes e Sub-Classes

Classe / Sub-Classe	Definição	Diretrizes
Reservas	As reservas são essas quantidades de petróleo que se prevê ser comercialmente recuperável por aplicação de desenvolvimento projetos para conhecer acumulações de um dado data de encaminhamento sob condições definidas.	As reservas devem satisfazer a quatro critérios: devem ter sido descobertas, precisam ser recuperáveis, devem ser exploráveis em escala comercial, e precisam permanecer baseadas nos projetos de desenvolvimento aplicados. As reservas são também subdivididas de acordo com o nível de certeza associado às estimativas, podendo ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas por seu estágio de desenvolvimento ou produção. Para ser incluído na categoria de Reservas, um projeto deverá estar suficientemente definido, de modo a permitir estabelecer a sua viabilidade comercial. Deverá haver uma expectativa razoável de que todas as aprovações internas e externas irão ocorrer, e de que existem evidências quanto à intenção firme de se proceder ao estágio de desenvolvimento dentro de um período de tempo razoável. Tal prazo razoável para o início do desenvolvimento dependerá de circunstâncias específicas, e variará de acordo com o escopo do projeto. Recomenda-se um prazo de cinco anos como referência, mas pode-se utilizar um prazo mais extenso quando, por exemplo, o desenvolvimento dos projetos econômicos for postergado por opção do produtor devido, entre vários aspectos, a motivos relacionados ao mercado ou, então, para se alcançar objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deverá ser claramente documentada. Para um reservatório ser incluído na categoria de Reservas, deverá existir uma elevada confiança na produtibilidade do reservatório em escala comercial, conforme tenha sido demonstrado pela produção efetiva, ou pelos testes de formação. Em certos casos, as Reservas poderão ser designadas com base em perfilagens de poços e/ou análises de testemunhos, indicando que o reservatório em questão contém hidrocarbonetos, sendo semelhante a reservatórios da mesma área, quer produtores ou que tenham demonstrado a capacidade de produção mediante os testes de formação

(1) Estas Definições e Diretrizes foram extraídas do documento completo do Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (revisado em junho de 2018)."

Classe / Sub-Classe	Definição	Diretrizes
Projeto em produção	um projeto de desenvolvimento que está em produção na ocasião considerada, permitindo a venda de petróleo no mercado	O critério de importância chave é que uma renda proveniente de vendas esteja ingressando no projeto, mesmo sem o projeto de desenvolvimento aprovado estar completo. Este é o ponto no qual a probabilidade de exploração do projeto em escala comercial pode ser considerada como de 100%.
Projeto Aprovado para Desenvolvimento	Todas as aprovações necessárias já terão sido obtidas, os recursos de capital tendo sido comprometidos, a implementação do projeto de desenvolvimento encontrando-se em andamento.	Neste estágio, precisa haver a certeza de que o projeto de desenvolvimento esteja avançando. O projeto não pode, nessa ocasião, estar sujeito a nenhuma contingência, como a pendência de aprovação regulatória ou o fechamento de um contrato de vendas. Os dispêndios de capital previstos deverão ser incluídos pela entidade relatora, quer dentro do relatório para o ano corrente, ou no orçamento aprovado para o ano seguinte. O "portal decisório" do projeto é o início dos investimentos de capital na construção das instalações de produção e/ou nos poços de perfuração de desenvolvimento.
Justificado para Desenvolvimento	A implementação do projeto de desenvolvimento é justificada com base em uma previsão de condições razoáveis de mercado por ocasião do relatório em questão, devendo existir uma expectativa razoável de obtenção de todas as aprovações e contratos necessários	Para alcançar este nível de maturidade de projeto e, deste modo, ter reservas a ele associadas, o projeto de desenvolvimento deverá, por ocasião do respectivo relatório, ter sido constatado como comercialmente viável, com base nas premissas da entidade relatora quanto a preços futuros, custos, etc. (trata-se de uma situação de previsão), e quanto às circunstâncias específicas do projeto. A evidência de haver uma firme intenção de se prosseguir com o desenvolvimento dentro de um razoável período de tempo será suficiente para demonstrar a viabilidade comercial. Deverá existir um plano de desenvolvimento suficientemente detalhado para dar suporte à avaliação da viabilidade comercial, assim como uma razoável expectativa de que quaisquer aprovações regulatórias ou contratos de venda que sejam necessários antes da implantação do projeto estejam avançando. Além de tais aprovações e/ou contratos, não deverão existir contingências conhecidas capazes de impedir a continuidade do desenvolvimento dentro de um período de tempo razoável (ver a categoria Reservas). O "portal decisório" do projeto é a decisão da entidade relatora e seus parceiros, caso existam, de que pelo fato de o projeto ter atingido um nível suficiente de maturidade técnica e comercial, torna-se, nessa ocasião, justificada a continuação do desenvolvimento.
Recursos Contingêntes	Representam a estimativa, em determinada data, das quantidades de petróleo passíveis de recuperação a partir de acumulações conhecidas, mediante a aplicação de projetos de desenvolvimento, tais quantidades não sendo, devido a uma ou mais contingências existentes na ocasião considerada, recuperáveis em escala comercial.	Os Recursos de Contingência poderão abranger, por exemplo, projetos para os quais não existem mercados viáveis na ocasião considerada, ou em locais onde a recuperação em escala comercial depende de uma tecnologia em estágio de desenvolvimento ou, ainda, onde a avaliação da acumulação é insuficiente para se avaliar claramente a exploração em escala comercial. Os Recursos de Contingência são também categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas, podendo ser sub-classificados com base na maturidade do projeto e/ou caracterizados por seu status econômico.

Classe / Sub-Classe	Definição	Diretrizes
Desenvolvimento Pendente	É uma acumulação descoberta onde as atividades de projeto estão em andamento, com fins de justificar o desenvolvimento em escala comercial dentro de um futuro previsível.	O projeto em questão é percebido como possuindo um potencial razoável para um eventual desenvolvimento em escala comercial, pelo fato de que mais aquisições de dados (por exemplo, sondagem, dados sísmicos) e/ou avaliações estão em andamento na ocasião, visando confirmar a viabilidade do projeto em escala comercial, e fornecendo a base para a seleção de um plano de desenvolvimento adequado. Nesse estágio, as contingências críticas já terão sido identificadas, devendo existir uma expectativa razoável de que tais contingências serão resolvidas dentro de um período de tempo razoável. É preciso lembrar que os resultados desapontadores de uma avaliação ou apreciação podem levar a uma reclassificação do projeto, para o status de "Sustado" ou "Não Viável". O "portal de decisão" do projeto é a decisão de empreender mais aquisições de dados e/ou estudos projetados para conduzir o projeto até um nível de maturidade técnica e comercial, no qual uma decisão poderá ser tomada para se proceder ao desenvolvimento e à produção.
Desenvolvimento insuficientemente claro, ou Desenvolvimento Em Espera	É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão sustadas e/ou onde a justificativa de estar havendo um desenvolvimento em escala comercial pode estar sujeita a atrasos significativos	Nessa situação, o projeto é percebido como possuindo um potencial para um eventual desenvolvimento em escala comercial, mas ocorre a sustação de maiores atividades de avaliação e apreciação, que dependem da eliminação de significativas contingências externas ao projeto ou, então, com o propósito de clarificar o potencial para um eventual desenvolvimento em escala comercial, torna-se necessário empreender um volume substancial de atividades de avaliação e apreciação. O desenvolvimento pode estar sujeito a retardamentos significativos. É preciso observar que uma mudança de circunstâncias, tal como deixar de existir a expectativa razoável de que uma contingência crítica possa ser eliminada em um horizonte previsível poderia, por exemplo, levar a uma reclassificação do projeto para o status de Não Viável. O "portal decisório" do projeto será a decisão de prosseguir com uma avaliação adicional, projetada visando esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento em escala comercial ou, então, suspender temporariamente ou postergar mais as atividades que dependem da resolução de contingências externas
Desenvolvimento Não Clarificado	Uma acumulação descoberta onde as atividades do projeto estão sob avaliação e onde a justificativa como um desenvolvimento comercial é desconhecida com base nos em formação.	O projeto é percebido como possuindo um potencial para o eventual desenvolvimento em escala comercial por ocasião do relatório em questão, mas as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas de modo que a oportunidade potencial somente será reconhecida na eventualidade de uma mudança de maior envergadura na tecnologia ou nas condições de comercialização. O "portal decisório" do projeto é a decisão de se abster de efetuar, em um horizonte previsível, qualquer outra aquisição de dados ou estudos sobre o projeto
Desenvolvimento Não Viável	Uma acumulação descoberta para a qual não há planos atuais de desenvolver ou adquirir dados adicionais no momento devido ao potencial de produção limitado.	O projeto não parece ter potencial para um eventual desenvolvimento comercial no momento do relatório, mas as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas de forma que a oportunidade potencial seja reconhecida no caso de uma grande mudança na tecnologia ou nas condições comerciais. A porta de decisão do projeto é a decisão de não realizar mais aquisição de dados ou estudos sobre o projeto em um futuro previsível.

Classe / Sub-Classe	Definição	Diretrizes
Recursos Em Prospecção	São aquelas quantidades de petróleo previstas em determinada data como sendo potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda não descobertas.	As acumulações potenciais são avaliadas de acordo com a sua probabilidade de descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, representam as quantidades estimadas que podem ser recuperadas mediante projetos de desenvolvimento definidos. É fato reconhecido que os programas de desenvolvimento têm, nessa situação, um detalhamento menos significativo, dependendo mais de desenvolvimentos análogos nas fases iniciais de exploração.
Prospecto	É um projeto associado a uma acumulação em potencial, estando suficientemente bem definida para representar um alvo viável de perfuração.	As atividades do projeto focam na avaliação da probabilidade da descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, o foco é dirigido para a faixa de quantidades potencialmente recuperáveis no âmbito de um programa de desenvolvimento em escala comercial
Frente (Lead)	É um projeto associado a uma acumulação em potencial, ainda mal definida na ocasião, necessitando de mais avaliação e/ou aquisição de dados, para poder ser classificado como um prospecto.	As atividades do projeto focam na aquisição de dados e/ou em conduzir mais avaliações, com o propósito de confirmar se a Frente pode ser amadurecida, para se tornar um prospecto. Tal avaliação abrange uma apreciação sobre a probabilidade da descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, representa a faixa de recuperação em potencial, no âmbito de cenários de desenvolvimento Viável
Atividade exploratória (*Play*)	*Consiste em um projeto associado a uma tendência possível de prospectos em potencial, porém exigindo mais aquisição de dados e/ou avaliações, com a finalidade de definir Frentes ou Prospectos específicos*.	As atividades do projeto focam na aquisição de dados adicionais e/ou em empreender mais avaliações, projetadas de forma a definir Frentes ou Prospectos, para permitir uma análise mais detalhada sobre a sua probabilidade de descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, representa a faixa de recuperação em potencial, no âmbito de cenários de desenvolvimento hipotéticos

Tabela 2 – Status de Reservas Definições e Diretrizes

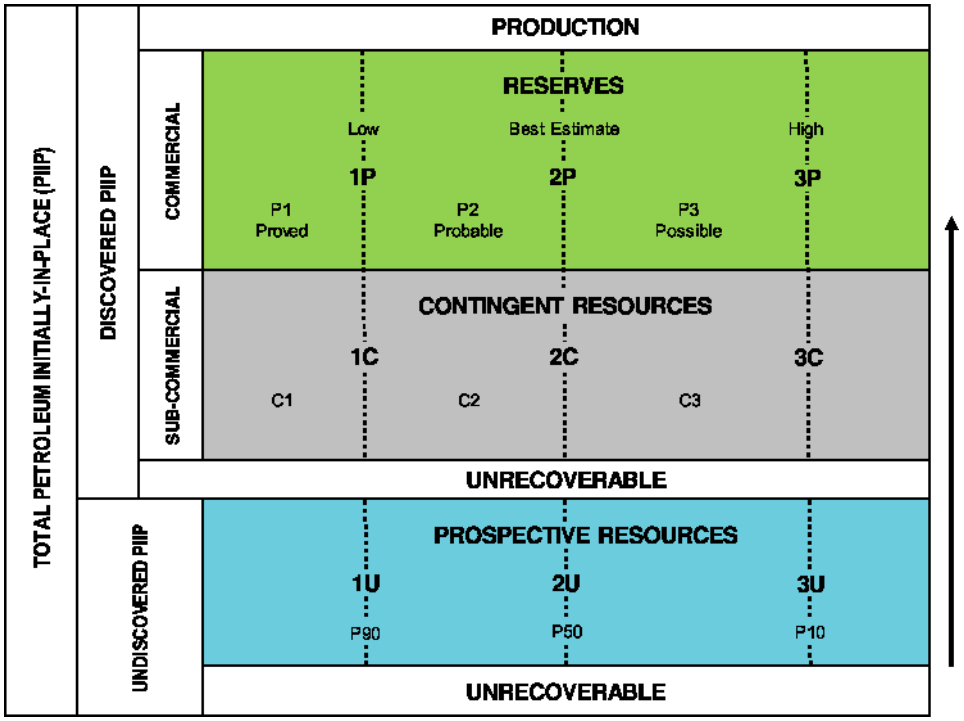
Status	Definição	Diretrizes
Reservas Desenvolvidas	As Reservas Desenvolvidas são quantidades passíveis de recuperação a partir de poços e instalações existentes. .	As reservas são consideradas desenvolvidas somente após o equipamento necessário ter sido instalado, ou quando o custo para fazê-lo é relativamente pequeno, quando comparado com o custo de um poço. Em locais onde as instalações necessárias são indisponíveis, poderá ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas poderão, ainda, ser classificadas como Produtoras ou Não Produtoras
Reservas Desenvolvidas Produtoras	As Reservas Desenvolvidas Produtoras são as passíveis de recuperação a partir de intervalos de completação que estejam abertos, e que estejam em produção na ocasião da estimativa.	As reservas de recuperação melhorada são consideradas como produtoras somente após o projeto de recuperação melhorada estar em operação.
Reservas Desenvolvidas Não Produtoras	As Reservas Desenvolvidas Não Produtoras incluem as Reservas enclausuradas e as situadas além dos dutos.	As Reservas Enclausuradas são as passíveis de recuperação a partir de: 1. Intervalos de completação que estejam abertos por ocasião da estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir. 2. Poços que tenham sido bloqueados, diante das condições do mercado, ou por motivo das conexões da tubulação, 3. Poços de produção não possível, por motivos mecânicos. As reservas Além dos Dutos são as passíveis de recuperação de zonas em poços existentes que necessitarão um trabalho adicional de completação ou uma recompletação futura, antes do início da produção. Em todos os casos, a produção poderá ser iniciada ou restaurada mediante dispêndios relativamente baixos, quando comparado com o custo da perfuração de um poço novo.
Reservas Não Desenvolvidas	são as quantidades que, mediante futuros investimentos, são passíveis de recuperação: .	Reservas Não Desenvolvidas são as quantidades que, mediante futuros investimentos, são passíveis de recuperação: ***1.*** De novos poços em áreas não perfuradas, localizadas em acumulações conhecidas, ***2.*** Pelo aprofundamento de poços existentes, até um reservatório diferente, porém, conhecido. ***3.*** De poços de preenchimento que irão aumentar a recuperação, ou ***4.*** Onde um dispêndio relativamente elevado (por exemplo, quando comparado com o custo para a perfuração de um poço novo) seja necessário para (a) Recompletar um poço existente ou (b) Instalar as facilidades de produção ou de transporte para projetos primários, ou de recuperação melhorada.

Tabela 3 – Categoria de Reservas Definições e Diretrizes

Categoría	Definição	Diretrizes
Reservas Provadas	Reservas Provadas são aquelas quantidades de petróleo, presentes em reservatórios conhecidos, passíveis de serem, de acordo com análises de dados das geociências e de engenharia, estimadas como sendo, a partir de determinada data, comercialmente recuperáveis, sob determinadas condições econômicas, métodos de operação específicos, e regulamentos governamentais predefinidos.	Caso venham a ser utilizados métodos determinísticos, a acepção do termo "certeza razoável" expressará o elevado grau de confiança de que as quantidades em questão serão recuperadas. Se forem utilizados métodos estatísticos, deverá haver uma probabilidade mínima de 90% de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores às estimativas. A área do reservatório considerada como Provada inclui: (1) A área delineada mediante a perfuração, e definida pelos contatos de fluidos, caso houver, e (2) As partes adjacentes do reservatório que não tenham sido perfuradas, e passíveis de serem, mediante julgamento razoável, avaliadas como contínuas ao reservatório e produtoras em escala comercial, com base nos dados de geociências e de engenharia. Na ausência de dados sobre contatos entre fluidos, as quantidades Provadas em um reservatório são limitadas pela menor elevação estrutural conhecida para uma ocorrência de hidrocarbonetos (LKH), conforme observado em uma penetração do poço, salvo indicação em contrário por dados definitivos de geociências, de engenharia ou de desempenho. Tais informações definitivas podem abranger as análises do gradiente de pressão e os indicadores sísmicos. Os dados sísmicos, por si só, podem ser insuficientes para se definir os contatos fluidos relacionados às reservas Provadas (ver o Capítulo 8 das Diretrizes Suplementares de 2001). As reservas em locais não submetidos a desenvolvimento poderão ser classificadas como Provadas, desde que esses locais estejam em áreas não perfuradas do reservatório, e passíveis de serem julgadas, com razoável grau de certeza, como produtoras em escala comercial. As interpretações dos dados disponíveis de geociências e de engenharia deverão indicar, com razoável grau de certeza, que a formação objetiva apresenta continuidade lateral com locais já perfurados, dotados de reservas Provadas. No caso das Reservas Provadas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deverá ser definida com base em uma gama de possibilidades, apoiadas por julgamentos análogos e viáveis de engenharia, considerando as características da área Provada e o programa de desenvolvimento aplicado
Reservas Prováveis	*As Reservas Prováveis são aquelas Reservas adicionais, em relação às quais as análises dos dados de geociências e de engenharia indicam que sua probabilidade de recuperação é menor do que a das Reservas Provadas, sendo, no entanto, mais prováveis de serem recuperadas que as Reservas Possíveis*.	É provável, igualmente, que as efetivas quantidades remanescentes serão, quer maiores ou menores do que a estimativa da soma das Reservas Provadas, mais as Prováveis (2P). Nesse contexto, quando são utilizados métodos estatísticos, deverá haver uma probabilidade mínima de 50% de que as quantidades efetivamente recuperadas sejam iguais ou superiores à estimativa 2P. Reservas Prováveis poderão ser atribuídas a áreas de um reservatório que sejam adjacentes às Reservas Provadas, onde o controle ou as interpretações dos dados disponíveis oferecem um nível de certeza menor. A interpretação da continuidade de um reservatório poderá não alcançar os critérios para se ter um razoável nível de certeza. As estimativas de Reservas Prováveis também abrangem as recuperações adicionais associadas às eficiências de recuperação do projeto que superam os valores pressupostos para as Reservas Provadas.

Categoría	Definição	Diretrizes
Reservas Possíveis	As Reservas Possíveis são aquelas reservas adicionais que, quando submetidas a uma análise de dados de geociências e de engenharia, indicam serem menos passíveis de recuperação do que as Reservas Prováveis. .	O total das quantidades finais recuperadas no projeto terão uma baixa probabilidade de excederem a soma das Reservas Provadas, mais as Prováveis, mais as Possíveis (3P), o que equivale a um quadro de estimativa mais elevada. Quando são utilizados métodos estatísticos, deverá haver uma probabilidade mínima de 10%, de que as quantidades efetivamente recuperadas sejam iguais ou superiores às estimativas 3P. Reservas Possíveis poderão ser atribuídas às áreas de um reservatório adjacente a Reservas Prováveis, onde o controle e as interpretações dos dados disponíveis oferecem um grau de certeza cada vez menor**.** Frequentemente, isso poderá ocorrer em áreas onde os dados de geociências e de engenharia não são suficientes para se definir claramente a área e os limites do reservatório na direção vertical, onde a produção poderá ocorrer em escala comercial a partir de um projeto definido para o reservatório. As estimativas possíveis também incluem as recuperações adicionais associadas às eficiências de recuperação do projeto e que superam os valores pressupostos em relação às Reservas Prováveis.
Reservas Prováveis e Possíveis	para os critérios especificamente referentes a Reservas Prováveis e a Reservas Possíveis, consultar o texto mais acima.	As estimativas 2P e 3P podem ser baseadas em interpretações alternativas razoáveis, em âmbito técnico e comercial, dentro do projeto do reservatório e/ou do projeto-fim, interpretações essas que devem ser claramente documentadas, incluindo comparações com os resultados de projetos semelhantes que tenham obtido êxito. Nas acumulações convencionais, as Reservas Prováveis e/ou as Possíveis podem ser atribuídas onde os dados de geociências e de engenharia tenham identificado diretamente as partes adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação, que podem ser separadas das áreas Provadas, quer por falhas menores ou por outras descontinuidades geológicas, e que não tenham sido penetradas por furação de sondagem, mas que são interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser atribuídas a áreas estruturalmente mais altas do que a área Provada. Reservas Possíveis (e, em alguns casos, as Prováveis) podem ser atribuídas às áreas que são estruturalmente mais baixas que a área adjacente Provada, ou área 2P. Deve haver cuidado ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas maiores, potencialmente vedantes, até que este reservatório seja penetrado e avaliado como produtor em escala comercial. Em tais casos, a justificativa para a atribuição de Reservas deve ficar claramente documentada. Reservas não devem ser atribuídas às áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida por um reservatório não produtor (quer diante da ausência de um reservatório, ou pelo fato de um reservatório ser estruturalmente baixo, ou, ainda, no caso de testes de resultado negativo); tais áreas podem conter Recursos a serem submetidos à Prospecção. Em acumulações convencionais, onde a sondagem tenha definido uma maior elevação estrutural conhecida para uma ocorrência de óleo (HKO) e onde existe a possibilidade de uma capa associada de gás, as Reservas de óleo Provadas somente poderão ser atribuídas às partes estruturalmente mais elevadas do reservatório, caso exista uma razoável certeza de que tais partes se encontram inicialmente acima da pressão do ponto de borbulhamento, com base em análises de engenharia documentadas. As partes do reservatório que não alcançarem este nível de certeza poderão ser designadas como Reservas Prováveis e Possíveis de óleo e/ou gás, com base nas propriedades dos fluídos do reservatório, e nas interpretações do gradiente de pressão.

CLASIFICAÇÃO DOS RECURSOS



Apêndice II
Glossário

Lista de Termos e Abreviações Padrão da Indústria de Petróleo

^{o}API	Graus API (Instituto Americano de Petróleo)
AAPG	Associação Americana de Geólogos de Petróleo
B	Bilhões (10^9)
Bbl	Barris
/Bbl	Por barril
BBbl	Bilhões de barris
Bscf ou Bcf	Bilhões de pés cúbicos padrão
Bscfd ou Bcfd	Bilhões de pés cúbicos padrão, por dia
Bm^3	Bilhões de metros cúbicos
BHP	Pressão no fundo do poço
blpd	Barris de líquido por dia
bpd	Barris de líquido
boe	Barris de óleo equivalente @ xxx mcf/Bbl
boepd	Barris de óleo equivalente por dia @ xxx mcf/Bbl
bopd	Barris de óleo por dia
BTU	Unidades Térmicas Britânicas
bwpd	Barris de água por dia
CO_2	Dióxido de Carbono
CAPEX	Dispêndio para Aquisição de Imobilizado
cm	Centímetros
cp	Centipoise (unidade de viscosidade)
Deg C	Graus Celsius
Deg F	Graus Fahrenheit
DST	Teste de Formação
E&P	Exploração e Produção
EUR	Recuperação Final Estimada
FPSO	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Descarga
FSO	Unidade Flutuante de Armazenamento e Descarga
ft	Pé/pés
g	Grama
g/cm^3	Gramas por centímetro cúbico
GDT	Gás para baixo, até
GIIP	Gás inicialmente *in place,* (Conteúdo Inicial de Gás no Reservatório)
GOR	Proporção Gás/Óleo
GWC	Contato Gás-Água
HDT	Hidrocarbonetos para baixo, até
HUT	Hidrocarbonetos acima, até
H_2S	Sulfeto de Hidrogênio, Ácido Sulfídrico
IRR	Taxa Interna de Retorno
k	Permeabilidade

km	Quilômetros
km^2	Quilômetros quadrados
LAS	*Log ASCII Standard*
LKG	Gás conhecido mais profundo
LKH	Hidrocarbonetos conhecidos mais profundos
LKO	Óleo conhecido mais profundo
LWD	Perfilando e perfurando simultaneamente
m	Metros
M	Mil
m^3	Metros cúbicos
Mcf ou Mscf	Mil pés cúbicos padrão
MCM	Reunião do Comitê de Gerenciamento
MMcf ou MMscf	Milhões de pés cúbicos padrão
m^3/d	Metros cúbicos por dia
mD	Milidarcies (unidade de Permeabilidade)
MD	Profundidade Medida
MDT	Testador Modular Dinâmico
MFT	Testador Multi-Formação
mg/l	Miligramas por litro
Mm^3	Mil metros cúbicos
Mm^3d	Mil metros cúbicos por dia
MM	Milhão
MMBbl	Milhão de Barris
MMBTU	Milhão de Unidades Térmicas Britânicas
Mscfd	Mil pés cúbicos padrão por dia
MMscfd	Milhão de metros cúbicos padrão por dia
MWD	Medindo e perfurando simultaneamente
NGL	Líquidos de Gás Natural
N_2	Nitrogênio
NPV	Valor Presente Líquido
NTG	Proporção Líquido/Bruto
ODT	Óleo para baixo, até
OPEX	Despesas Operacionais
OWC	Contato Óleo-Água
PDP	Provado, Desenvolvido e Produzindo
PSDM	Migração em Profundidade Pós-empilhamento
psi	Libras por polegada quadrada
psia	Libras absolutas por polegada quadrada
psig	Manômetro de libras por polegada quadrada
PUD	Provado, mas Não Desenvolvido
PVT	Pressão, Volume e Temperatura

P10	10% de Probabilidade
P50	50% de Probabilidade
P90	90% de Probabilidade
Rf	Fator de Recuperação
RFT	Repetir Testador de Formação
R_w	Resistividade da água
SCAL	Análise especial de testemunho
cf ou scf	Pé Cúbico Padrão
cfd ou scfd	Pé Cúbico Padrão por dia
s_o	Saturação de Óleo
SPE	Sociedade dos Engenheiros de Petróleo
SPEE	Sociedade dos Engenheiros de Avaliação de Petróleo
ss	Submarino, de subsuperfície
stb	Barril de tanque de estoque
STOIIP	Óleo de tanque de estoque inicialmente *in place*, (conteúdo inicial de óleo em um reservatório)
s_w	Saturação de Água
TD	Profundidade Total
THP	Pressão na Cabeça da Tubulação
Tscf ou Tcf	Trilhão de pés cúbicos padrão
TOP	Leve ou Pague
TVD	Verdadeira Profundidade Vertical
TVDss	Verdadeira Profundidade Vertical Submarina
US$	Dólar dos Estados Unidos
VSP	Perfilagem Sísmica Vertical
WCT	Corte de Água
WI	Juros de Trabalho
WPC	Conselho Mundial de Petróleo
WTI	Intermediário do Oeste do Texas
2005 H1	Primeiro semestre de 2005 (exemplo)
2006 Q2	Segundo trimestre de 2006 (exemplo)
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional
4D	Quadridimensional
1P	Reservas Provadas
2P	Reservas Provadas, mais as Prováveis
3P	Reservas Provadas, mais as Prováveis, mais as Possíveis
%	Percentagem

Apêndice III
Relatório de Recursos Fazenda Belém

Gaffney Cline

Contingent Resources Audit

Fazenda Belém & Icapuí Fields, Brazil

as of June 30, 2020

Prepared for

SPE 3R Petroleum

August 4, 2020

August 4, 2020

Jorge Lorenzón
E&P Manager
SPE 3R Petroleum
Praia de botafogo 440, andar 13
Botafogo RJ
Rio de Janeiro
Brazil
Jorge.lorenzon@3rpetroleum.com.br

Dear Jorge,

Contingent Resources Audit, Fazenda Belém & Icapuí Fields, Brazil

Introduction

At the request of SPE 3R Petroleum (3R or "the Client"), Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) has performed a Contingent Resources audit of the Fazenda Belém and Icapuí fields located onshore in the Potiguar Basin, state of Ceará, Brazil, as of June 30, 2020 in which 3R is about to purchase within the next two weeks a 100% Participating Interest from the current license holder pending only the formalization of the signatures. 3R final access to the concession is waiting the ANP (Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) approval.

Based on the analysis performed, all volumes quoted were classified as Economic Viable Contingent Resources as they are technically feasible projects with positive cash flows under reasonable forecasted conditions but subject to the following two main contingencies: (i) the ANP approval of the legal rights transfer from Petrobras to 3R and (ii) the extension of the current concession contract, expiring as of August 30, 2025.

The 1C, 2C and 3C contingent resources volumes quoted in this report could be ascribed and classified as 3R reserves in their PRMS equivalent 1P, 2P, 3P categories, based on the same development plan, once (i) the legal rights is transferred from Petrobras to 3R to the current and (ii) the extended concession receive the ANP final approval.

To classify the volumes quoted in this report as reserves, GaffneyCline will perform a new reserves audit at new effective date to be agreed with 3R. The Contingent Resources volumes quoted in this report could suffer changes due to variations in 3R´s development plans or market economic conditions.

For the purposes of this report, we used technical and economic data specified by 3R including, but not limited to well logs, geologic maps, well test and production data, historical prices, cost information and property ownership interests as discussed in subsequent paragraphs of this report.

In addition to these assumptions, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be develop consistent with development plans as provided to us by 3R.

This report relates specifically and solely to the subject matter as defined in the scope of work (SOW), as set out herein, and is conditional upon the specified assumptions. 3R is planning to present this report to financial institutions. This report must be considered in its entirety and must only be used for the purpose for which it is intended.

In compliance with your instructions, we estimated in Appendix I the future net cash flow based on the contingent resources volumes quoted using a reasonable oil price outlook as of June 30, 2020.

As requested, the cashflow presented does not include any signature fee (entry bonus payment) to grant access to the either the current concession or the extension of the current concession.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the June 2018 v1.01 Petroleum Resources Management System (PRMS) presented in Appendix II. In Appendix III is a list of abbreviations used in this report.

Summary and Conclusions

On the basis of technical and other information made available to GaffneyCline concerning these property units GaffneyCline provides, as requested by 3R, the Total Contingent Resources statement in the following tables.

It is GaffneyCline's opinion that the estimates of the Contingent Resources as of June 30, 2020 shown in Table 1 and Table 2 are reasonable, and the contingent resource classification and categorization is appropriate and consistent with the adopted definitions and guidelines.

Table 1: Statement of Total Contingent Resources as of June 30, 2020, Fazenda Belem and Icapuí Fields

Total Contingent Resources	Gross Oil (100%) (MMbbl)	Gross Oil (WI) (MMbbl)	Net Oil (NRI) (MMbbl)
1C	7.2	7.2	7.2
2C	12.8	12.8	12.8
3C	14.9	14.9	14.9

Notes:

a. Gross Oil (100%) contingent resources are 100% of the Total Economic Viable Contingent Resources.

b. Gross Oil (WI) contingent resources represent 3R's working interest of the Total Economic Viable Contingent Resources.

c. Net Oil (NRI) contingent resources represent 3R´s net revenue interest of the Total Economic Viable Contingent Resources. Royalties are paid in cash and not subject to an "in kind" payment, therefore net revenues interest volumes have not been reduced in consideration of royalties.

d. All properties concession expiration date is August 30, 2025 with the exception of Tapiranga and Tapiranga Norte, which expires in 2037. Tapiranga and Tapiranga Norte fields are currently shutin and without contingent resources quoted.

e. 3R expect to extend the concession for a period up to 27 years.

Table 2: Statement of Contingent Resources to the current End of Concession (EOC) as of June 30, 2020, Fazenda Belem and Icapuí Fields

Contingent Resources to the EOC	Gross Oil (100%) (MMbbl)	Gross Oil (WI) (MMbbl)	Net Oil (NRI) (MMbbl)
1C	2.0	2.0	2.0
2C	3.0	3.0	3.0
3C	3.2	3.2	3.2

a. Gross Oil (100%) contingent resources are 100% of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the current concession (expiring as of August 31, 2025)

b. Gross Oil (WI) contingent resources represent 3R's working interest of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the current concession (expiring as of August 31, 2025)

c. Net Oil (NRI) contingent resources represent 3R´s net revenue interest of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the current concession (expiring as of August 31, 2025). Royalties are paid in cash and not subject to an "in kind" payment, therefore net volumes have not been reduced in consideration of royalties.

GaffneyCline concludes that the methodologies employed by 3R in the derivation of the contingent resources estimates are appropriate, and that the quality of the data relied upon and the depth and thoroughness of the estimation process is adequate.

Discussion

This audit examination was based on resources estimates and other information provided by 3R to GaffneyCline, and included such tests, procedures and adjustments as were considered necessary. All questions that arose during the audit process were resolved to GaffneyCline's satisfaction.

The 1C Contingent Resources quoted for the Base Production profile shown in Appendix 1 was estimated using either a conventional decline analysis or a log trend of the water oil ratio versus the cumulative oil production. Incremental C2 and C3 volumes over the C1 estimate associated with different decline trends provided a 2C and a 3C estimate.

The incremental resources quoted for future drilling and workover activities were based on type wells built with analogous wells historical production. Incremental C2 and C3 volumes were also included.

The future development plan includes several activities, as shown in Table 3.

Table 3: Activity Counts and Categorization

Activity	C1	C2	C3
Vertical wells	68	35	-
Horizontal wells	-	10	-
Workovers	86	51	-

The economic tests for the Contingent Resources volumes were based on 3R's future scenario of Brent oil prices, which GaffneyCline considers reasonable. Net oil prices were estimated as Brent - US$ 6.5/Bbl * (1-7.71%) as shown in Table 4.

The working interest is 100%. The end of concession is August 31, 2025 and 3R advised GaffneyCline that will request the concession extension in the coming months.

The Brazilian Petroleum Law, Article 47 states, "…royalties are to be paid on a monthly basis, in national currency…" and therefore, the 8% royalties plus a 1% incremental royalty for the surface owners provided by the concession contract, were treated as cash deductions rather than a reduction to volumes.

The Income tax is 34%. Taxes does not include the Special Participation tax. Other taxes as the PIS (Program of Social Integration), Cofins (Contribution for the Financing of Social Security) and ICMS (Tax on the circulation of goods transportation and communication services) are financially recovered by 3R and therefore were not included.

Future capital costs and operating expenses estimated by 3R were derived from development program forecasts for each field. Main capital costs include the cost associated with the future activity shown in Table 3. The drilling and completion costs for the future vertical and horizontal wells were estimated as US$0.29 million and US$1.0 million per well respectively. Workovers costs were estimated as US$0.045 millon per well.

Abandonment costs were estimated at US$42.43 million.

GCA has found that projected capital investments and operating expenses are sufficient to economically produce the projected volumes.

Operating expenses were estimated by 3R based on future service contracts currently under negotiation and includes fix costs associated with the wells service operation contract, Equipment & Materials, General expenses, HSE and Overhead for US$2.8 million per year. Variable cost were estimated as US$ 10.4/Bbl of oil and includes Pulling, Chemicals, Electricity, Trucking and Gas costs associated with the steam injection process.

Capital and operating costs have been indexed at 2% per year. Cash flows are included in Appendix I.

It is GaffneyCline's opinion that the estimates of the Contingent Resources volumes are, in the aggregate, reasonable and the categorization is appropriate and consistent with the definitions within the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists and Engineers in June 2018, Version 1.01 (see Appendix II).

The Economic Limit test and Cashflow shown in Appendix I was estimated with the following pricing assumptions:

Table 4: Client Effective Price Scenario

Year	Brent	Net Oil
	US$/Bbl	US$/Bbl
2020	38.9	29.9
2021	43.0	33.7
2022	46.5	36.9
2023	55.0	44.7
2024	56.0	45.7
2025	56.4	46.1
2026	57.5	47.1
2027	58.7	48.2
2028	59.9	49.2
2029	61.1	50.4
2030	62.3	51.5
2031	63.5	52.6
2032	64.8	53.8
2033	66.1	55.0
2034	67.4	56.2
2035	+1.5%/year	+1.6%/year

Gaffney Cline estimated a breakeven price for the net cashflows shown in Appendix I. The Brent breakeven prices are US$51.9/Bbl, US$41.3/Bbl and US$38.7/Bbl for the 1C, 2C and 3C categories respectively. Breakeven prices were estimated to yield an undiscounted net cashflow equal to zero when projected flat.

Basis of Opinion

This document reflects GaffneyCline's informed professional judgment based on accepted standards of professional investigation and, as applicable, the data and information provided by the Client and/or obtained from other sources (e.g., public domain databases), the limited scope of engagement, and the time permitted to conduct the evaluation.

In line with those accepted standards, this document does not in any way constitute or make a guarantee or prediction of results, and no warranty is implied or expressed that actual outcome will conform to the outcomes presented herein. GaffneyCline has not independently verified any information provided by, or at the direction of, the Client and/or obtained from other sources (e.g., public domain) and has accepted the accuracy and completeness of this data. GaffneyCline has no reason to believe that any material facts have been withheld, but does not warrant that its inquiries have revealed all of the matters that a more extensive examination might otherwise disclose.

The opinions expressed herein are subject to and fully qualified by the generally accepted uncertainties associated with the interpretation of geoscience and engineering data and do not reflect the totality of circumstances, scenarios and information that could potentially affect decisions made by the report's recipients and/or actual results. The opinions and statements contained in this report are made in good faith and in the belief that such opinions and statements are representative of prevailing physical and economic circumstances.

In the preparation of this report, GaffneyCline has used definitions contained within the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists and Engineers in June 2018, Version 1.01 (see Appendix II).

There are numerous uncertainties inherent in estimating reserves and resources, and in projecting future production, development expenditures, operating expenses and cash flows. Oil and gas resources assessments must be recognized as a subjective process of estimating subsurface accumulations of oil and gas that cannot be measured in an exact way. Estimates of oil and gas resources prepared by other parties may differ, perhaps materially, from those contained within this report.

The accuracy of any resources estimate is a function of the quality of the available data and of engineering and geological interpretation. Results of drilling, testing and production that post-date the preparation of the estimates may justify revisions, some or all of which may be material. Accordingly, resources estimates are often different from the quantities of oil and gas that are ultimately recovered, and the timing and cost of those volumes that are recovered may vary from that assumed.

Oil volumes are reported in millions (10^6) of barrels at stock tank conditions (MMstb). Standard conditions are defined as 14.7 psia and 60°F.

GaffneyCline's review and audit involved reviewing pertinent facts, interpretations and assumptions made by "the Client" or others in preparing estimates of reserves and resources. GaffneyCline performed procedures necessary to enable it to render an opinion on the appropriateness of the methodologies employed, adequacy and quality of the data relied on, depth and thoroughness of the reserves and resources estimation process, classification and categorization of reserves and resources appropriate to the relevant definitions used, and reasonableness of the estimates.

Definition of Contingent Resources

Contingent Resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social issues may exist. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.

Projects and associated recoverable quantities may be sub-classified according to project maturity levels and the associated actions required to move on a project toward commercial production. Projects may be further characterized by economic status. Based on assumptions regarding future conditions and the impact on ultimate economic viability, projects currently classified as Contingent Resources may be broadly divided into two groups:

A. Economic Viable Contingent Resources are those quantities with technically feasible projects were cash flows are positive under reasonable forecasted conditions but are not Reserves because it does not meet the commercial criteria.

B. Economic Not Viable Contingent Resources are those quantities for which development projects are not expected to yield positive cash flows under reasonable forecasted conditions.

GaffneyCline has not undertaken a site visit and inspection because it was not included in the scope of work. As such, GaffneyCline is not in a position to comment on the operations or facilities in place, their appropriateness and condition, or whether they are in compliance with the regulations pertaining to such operations. Further, GaffneyCline is not in a position to comment on any aspect of health, safety, or environment of such operation.

This report has been prepared based on GaffneyCline's understanding of the effects of petroleum legislation and other regulations that currently apply to these properties.

GaffneyCline is not aware of any carbon pricing impost that is applicable to the evaluation of the assets that are the subject of this report. GaffneyCline has also not included the impact of any potential carbon pricing scheme that may be implemented in the future.

GaffneyCline is not in a position to attest to property title or rights, conditions of these rights (including environmental and abandonment obligations), or any necessary licenses and consents (including planning permission, financial interest relationships, or encumbrances thereon for any part of the appraised properties).

GaffneyCline is not aware of any potential changes in regulations applicable to these fields that could affect the ability of "the Client" to produce the estimated resources.

Use of Net Present Values

It should be clearly understood that the Net Present Values (NPVs) contained herein do not represent a GaffneyCline opinion as to the market value of the subject property, nor any interest in it.

In assessing a likely market value, it would be necessary to take into account a number of additional factors including reserves risk (i.e., that the resources may not be realised within the anticipated timeframe for their exploitation); perceptions of economic and sovereign risk, including potential change in regulations; potential upside; other benefits, encumbrances or charges that may pertain to a particular interest; and, the competitive state of the market at the time. GaffneyCline has explicitly not taken such factors into account in deriving the NPVs presented herein.

Qualifications

In performing this study, GaffneyCline is not aware that any conflict of interest has existed. As an independent consultancy, GaffneyCline is providing impartial technical, commercial, and strategic advice within the energy sector. GaffneyCline's remuneration was not in any way contingent on the contents of this report.

In the preparation of this document, GaffneyCline has maintained, and continues to maintain, a strict independent consultant-client relationship with "the Client". Furthermore, the management and employees of GaffneyCline have no interest in any of the assets evaluated or are related with the analysis performed, as part of this report.

Staff members who prepared this report hold appropriate professional and educational qualifications and have the necessary levels of experience and expertise to perform the work.

Notice

This document is confidential and has been prepared for the exclusive use of the Client or parties named herein. It may not be distributed or made available, in whole or in part, to any other company or person without the prior knowledge and written consent of GaffneyCline. No person or company other than those for whom it is intended may directly or indirectly rely upon its contents. GaffneyCline is acting in an advisory capacity only and, to the fullest extent permitted by law, disclaims all liability for actions or losses derived from any actual or purported reliance on this document (or any other statements or opinions of GaffneyCline) by the Client or by any other person or entity.

*****

It has been a pleasure preparing this Contingent Resources Audit for SPE 3R Petroleum. Please contact the undersigned if you have any questions.

Yours sincerely,

Gaffney, Cline & Associates

Project Manager

Gustavo Ritondale, *Principal Advisor*

Reviewed by

Eduardo Sanchez, Geosciences Senior Advisor

Appendices

Appendix I: Cashflows
Appendix II: PRMS Guidelines
Appendix III: Glossary

Appendix I
Net Cashflows

SPE 3R PETROLEUM Net Revenue Interest Cashflow as of June 30, 2020
Fazenda Belem & Icapui Fields Contingent Resources

Base Production

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.14	4.1	0.4	2.8			0.3	0.6	0.6
2021	0.26	8.6	0.8	5.6			0.8	1.5	1.4
2022	0.23	8.6	0.8	5.4			0.8	1.6	1.3
2023	0.21	9.5	0.9	5.0			1.2	2.4	1.8
2024	0.19	8.8	0.8	4.9			1.1	2.1	1.4
2025	0.17	8.1	0.7	4.8			0.9	1.7	1.0
2026	0.16	7.5	0.7	4.4			0.8	1.6	0.9
2027	0.14	7.0	0.6	4.3			0.7	1.4	0.7
2028	0.13	6.5	0.6	4.2			0.6	1.1	0.5
2029	0.12	6.0	0.5	3.8			0.6	1.1	0.5
2030	0.11	5.6	0.5	3.8			0.5	0.9	0.3
2031	0.10	5.2	0.5	3.7			0.4	0.7	0.2
2032	0.09	4.9	0.4	3.3			0.4	0.7	0.2
2033	0.08	4.5	0.4	3.3			0.3	0.6	0.2
2034	0.07	4.2	0.4	3.2			0.2	0.4	0.1
2035	0.07	3.9	0.4	2.8			0.2	0.5	0.1
2036	0.06	3.6	0.3	2.8			0.2	0.3	0.1
2037	0.06	3.3	0.3	2.8			0.1	0.2	0.0
2038	0.05	3.1	0.3	2.4			0.2	0.3	0.1
2039	0.05	2.9	0.3	2.3			0.1	0.2	0.0
2040	0.04	2.6	0.2	2.3			0.0	0.1	0.0
2041	0.04	2.4	0.2	1.9			0.1	0.2	0.0
2042	0.04	2.3	0.2	1.9			0.1	0.1	0.0
2043	0.03	2.1	0.2	1.8			0.0	0.0	0.0
2044	0.03	1.9	0.2	1.4			0.1	0.2	0.0
2045	0.03	1.8	0.2	1.4		69.6		-69.4	-6.4
TOTAL	**2.71**	**129.0**	**11.6**	**86.3**	**0.0**	**69.6**	**10.5**	**-49.0**	**5.1**

Contingent Resources (1C)

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.14	4.1	0.4	2.8			0.3	0.6	0.6
2021	0.27	9.1	0.8	5.7	0.9		0.9	0.8	0.7
2022	0.29	10.6	1.0	6.0	1.2		1.2	1.3	1.0
2023	0.41	18.5	1.7	7.2	16.5		2.4	-9.2	-6.9
2024	0.56	25.5	2.3	9.0	6.5		3.8	3.9	2.6
2025	0.52	24.1	2.2	8.8			3.8	9.3	5.8
2026	0.48	22.6	2.0	8.2			3.7	8.8	5.0
2027	0.44	21.3	1.9	7.9			3.4	8.1	4.2
2028	0.41	20.1	1.8	7.6			3.1	7.5	3.5
2029	0.37	18.9	1.7	7.0			3.0	7.1	3.0
2030	0.35	17.8	1.6	6.8			2.8	6.6	2.6
2031	0.32	16.8	1.5	6.6			2.6	6.1	2.1
2032	0.30	15.9	1.4	6.0			2.5	5.9	1.9
2033	0.27	15.0	1.4	5.9			2.3	5.5	1.6
2034	0.25	14.2	1.3	5.7			2.2	5.1	1.3
2035	0.24	13.4	1.2	5.2			2.1	4.9	1.2
2036	0.22	12.7	1.1	5.1			2.0	4.6	1.0
2037	0.20	12.0	1.1	4.9			1.8	4.2	0.8
2038	0.19	11.4	1.0	4.4			1.8	4.1	0.7
2039	0.18	10.8	1.0	4.3			1.7	3.8	0.6
2040	0.17	10.2	0.9	4.2			1.5	3.6	0.5
2041	0.15	9.7	0.9	3.7			1.6	3.6	0.5
2042	0.14	9.2	0.8	3.6			1.4	3.3	0.4
2043	0.13	8.8	0.8	3.5			1.3	3.1	0.3
2044	0.13	8.4	0.8	3.0			1.4	3.2	0.3
2045	0.11	7.5	0.7	2.8		69.6		-65.6	-6.1
TOTAL	**7.24**	**368.6**	**33.2**	**146.0**	**25.1**	**69.6**	**54.7**	**40.1**	**29.4**

Contingent Resources (2C)

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.14	4.1	0.4	2.8			0.3	0.6	0.6
2021	0.27	9.2	0.8	5.7	0.9		0.9	0.8	0.7
2022	0.29	10.8	1.0	6.1	1.2		1.2	1.3	1.1
2023	0.61	27.1	2.4	9.4	27.1		4.2	-16.0	-12.0
2024	0.98	44.7	4.0	13.8	16.8		7.4	2.7	1.9
2025	1.00	46.2	4.2	14.3	3.2		7.9	16.6	10.3
2026	0.89	42.2	3.8	13.0			7.4	17.9	10.1
2027	0.80	38.7	3.5	12.2			6.8	16.2	8.3
2028	0.73	36.0	3.2	11.5			6.2	14.9	7.0
2029	0.67	33.6	3.0	10.6			5.9	14.0	5.9
2030	0.61	31.6	2.8	10.2			5.5	13.1	5.0
2031	0.57	29.9	2.7	9.8			5.2	12.2	4.3
2032	0.53	28.5	2.6	9.1			5.0	11.8	3.8
2033	0.49	27.2	2.4	8.8			4.8	11.1	3.2
2034	0.46	26.0	2.3	8.6			4.5	10.6	2.8
2035	0.44	24.9	2.2	8.0			4.4	10.2	2.5
2036	0.41	23.9	2.2	7.8			4.2	9.7	2.1
2037	0.39	22.9	2.1	7.6			4.0	9.2	1.8
2038	0.37	22.0	2.0	7.1			3.9	9.1	1.6
2039	0.35	21.2	1.9	6.9			3.8	8.6	1.4
2040	0.33	20.6	1.9	6.8			3.6	8.3	1.2
2041	0.32	19.9	1.8	6.3			3.6	8.2	1.1
2042	0.30	19.2	1.7	6.1			3.5	7.9	1.0
2043	0.29	18.7	1.7	6.0			3.3	7.6	0.8
2044	0.28	18.2	1.6	5.5			3.4	7.6	0.8
2045	0.25	17.1	1.5	5.3		69.6		-59.3	-5.5
TOTAL	**12.77**	**664.3**	**59.8**	**219.5**	**49.2**	**69.6**	**111.0**	**155.2**	**61.9**

Contingent Resources (3C)

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.14	4.1	0.4	2.8			0.3	0.6	0.6
2021	0.27	9.2	0.8	5.8	0.9		0.9	0.8	0.7
2022	0.30	11.0	1.0	6.1	1.2		1.3	1.4	1.2
2023	0.66	29.3	2.6	9.9	27.1		4.8	-15.2	-11.4
2024	1.07	48.9	4.4	14.8	16.8		8.5	4.4	3.0
2025	1.10	50.5	4.5	15.4	3.2		9.0	18.3	11.4
2026	0.99	46.4	4.2	14.1			8.5	19.7	11.1
2027	0.89	43.0	3.9	13.3			7.8	18.1	9.3
2028	0.82	40.5	3.6	12.7			7.3	16.9	7.9
2029	0.76	38.2	3.4	11.8			7.0	16.0	6.8
2030	0.71	36.4	3.3	11.4			6.6	15.2	5.8
2031	0.66	34.9	3.1	11.0			6.3	14.4	5.1
2032	0.63	33.7	3.0	10.4			6.2	14.1	4.5
2033	0.59	32.5	2.9	10.1			5.9	13.5	3.9
2034	0.56	31.5	2.8	9.9			5.7	13.0	3.4
2035	0.53	30.5	2.7	9.4			5.6	12.7	3.0
2036	0.51	29.6	2.7	9.2			5.5	12.3	2.7
2037	0.49	28.7	2.6	9.1			5.3	11.8	2.3
2038	0.47	28.0	2.5	8.5			5.2	11.7	2.1
2039	0.45	27.3	2.5	8.4			5.1	11.3	1.9
2040	0.43	26.7	2.4	8.3			4.9	11.0	1.6
2041	0.41	26.1	2.3	7.8			4.9	11.0	1.5
2042	0.40	25.5	2.3	7.7			4.8	10.7	1.3
2043	0.39	25.1	2.3	7.7			4.7	10.4	1.2
2044	0.37	24.7	2.2	7.2			4.8	10.5	1.1
2045	0.35	23.5	2.1	6.9		69.6		-55.1	-5.1
TOTAL	**14.94**	**786.0**	**70.7**	**249.8**	**49.2**	**69.6**	**137.0**	**209.6**	**76.9**

Notes

1. The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.

Apêndice IV
Relatório de Recursos Rio Ventura

Gaffney Cline

Contingent Resources Audit
Polo Río Ventura, Brazil
as of June 30, 2020

Prepared for

SPE 3R Petroleum

August 4, 2020

August 4, 2020

Jorge Lorenzón
E&P Manager
SPE 3R Petroleum
Praia de botafogo 440, andar 13
Botafogo RJ
Rio de Janeiro
Brazil
Jorge.lorenzon@3rpetroleum.com.br

Dear Jorge,

Contingent Resources Audit, Polo Río Ventura, Brazil

Introduction

At the request of SPE 3R Petroleum (3R or "the Client"), Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) has performed a Contingent Resources audit of the Polo Río Ventura cluster located onshore in the Potiguar Basin, state of Ceará, Brazil, as of June 30, 2020 in which 3R is about to purchase within the next two weeks a 100% Participating Interest from the current license holder pending only the formalization of the signatures. 3R final access to the concession is waiting the ANP (Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) approval.

The audit includes the following eight fields located within the Polo Río Ventura production cluster: Agua Grande, Bonsucesso, Pojuca, Río Pojuca, Pedrinhas, Tapiranga, Tapiranga Norte and Fazenda Alto das Pedras

Based on the analysis performed, all volumes quoted were classified as Economic Viable Contingent Resources as they are technically feasible projects with positive cash flows under reasonable forecasted conditions but subject to the following two main contingencies: (i) the ANP approval of the legal rights transfer from Petrobras to 3R and (ii) the extension of the current concession contract, expiring as of August 30, 2025.

The 1C, 2C and 3C contingent resources volumes quoted in this report could be ascribed and classified as 3R reserves in their PRMS equivalent 1P, 2P, 3P categories, based on the same development plan, once (i) the legal rights is transferred from Petrobras to 3R to the current and (ii) the extended concession receive the ANP final approval.

To classify the volumes quoted in this report as reserves, GaffneyCline will perform a new reserves audit at new effective date to be agreed with 3R. The Contingent Resources volumes quoted in this report could suffer changes due to variations in 3R´s development plans or market economic conditions.

For the purposes of this report, we used technical and economic data specified by 3R including, but not limited to well logs, geologic maps, well test and production data, historical prices, cost information and property ownership interests as discussed in subsequent paragraphs of this report.

In addition to these assumptions, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be develop consistent with development plans as provided to us by 3R.

This report relates specifically and solely to the subject matter as defined in the scope of work (SOW), as set out herein, and is conditional upon the specified assumptions. 3R is planning to present this report to financial institutions. This report must be considered in its entirety and must only be used for the purpose for which it is intended.

In compliance with your instructions, we estimated in Appendix I the future net cash flow based on the contingent resources volumes quoted using a reasonable oil price outlook as of June 30, 2020.

As requested, the cashflow presented does not include any signature fee (entry bonus payment) to grant access to the either the current concession or the extension of the current concession.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the June 2018 v1.01 Petroleum Resources Management System (PRMS) presented in Appendix II. In Appendix III is a list of abbreviations used in this report.

Summary and Conclusions

On the basis of technical and other information made available to GaffneyCline concerning these property units GaffneyCline provides, as requested by 3R, the Total Contingent Resources statement in the following tables.

It is GaffneyCline's opinion that the estimates of the Contingent Resources as of June 30, 2020 shown in Table 1 and Table 2 are reasonable, and the contingent resource classification and categorization is appropriate and consistent with the adopted definitions and guidelines.

Table 1: Statement of Total Contingent Resources as of June 30, 2020, Polo Río Ventura

Total Contingent Resources	Gross (100%) Total Contingent Resources		Gross (WI) Total Contingent Resources		Net (NRI) Total Contingent Resources	
	Oil	Gas	Oil	Gas	Oil	Gas
	(MMbbl)	(Bscf)	(MMbbl)	(Bscf)	(MMbbl)	(Bscf)
1C	14.1	8.6	14.1	8.6	14.1	8.6
2C	22.3	15.4	22.3	15.4	22.3	15.4
3C	32.3	22.7	32.3	22.7	32.3	22.7

Notes:

a. Gross (100%) contingent resources are 100% of the Total estimated Economic Viable Contingent Resources.

b. Gross (WI) contingent resources represent 3R's working interest of the Total of the Total estimated Economic Viable Contingent Resources.

c. Net (NRI) contingent resources represent 3R´s net revenue interest of the Total estimated Economic Viable Contingent Resources. Royalties are paid in cash and not subject to an "in kind" payment, therefore net volumes have not been reduced in consideration of royalties.

d. All properties concession expiration date is August 30, 2025 with the exception of Tapiranga and Tapiranga Norte, which expires in 2037. Tapiranga and Tapiranga Norte are shutin and without resources.

e. 3R expect to extend the concession for a period up to 27 years.

Table 2: Statement of Contingent Resources to the current end of the Concession (EOC) as of June 30, 2020, Polo Río Ventura

Contingent Resources to EOC	Gross (100%) Contingent Resources to EOC		Gross (WI) Contingent Resources to EOC		Net (NRI) Contingent Resources to EOC	
	Oil	Gas	Oil	Gas	Oil	Gas
	(MMbbl)	(Bscf)	(MMbbl)	(Bscf)	(MMbbl)	(Bscf)
1C	5.2	3.8	5.2	3.8	5.2	3.8
2C	7.0	5.4	7.0	5.4	7.0	5.4
3C	9.0	6.9	9.0	6.9	9.0	6.9

Notes:

a. Gross Oil (100%) contingent resources are 100% of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the current concession (expiring as of August 31, 2025)

b. Gross Oil (WI) contingent resources represent 3R's working interest of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the current concession (expiring as of August 31, 2025)

c. Net Oil (NRI) contingent resources represent 3R´s net revenue interest of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the current concession (expiring as of August 31, 2025). Royalties are paid in cash and not subject to an "in kind" payment, therefore net volumes have not been reduced in consideration of royalties.

GaffneyCline concludes that the derivation of the volume estimates are appropriate, and the quality of the data relied on, the depth and thoroughness of the estimation process, are adequate for the project scope.

Discussion

This audit examination was based on resources estimates and other information provided by 3R to GaffneyCline, and included such tests, procedures and adjustments as were considered necessary. All questions that arose during the audit process were resolved to GaffneyCline's satisfaction.

The 1C Contingent Resources quoted for the Base Production profile shown in Appendix 1 was estimated using either a conventional decline analysis or a log trend of the water oil ratio versus the cumulative oil production. Incremental C2 and C3 volumes over the C1 estimate associated with different decline trends provided a 2C and a 3C estimate.

The incremental resources quoted for future drilling, workovers and tie in of currently shut in wells (shutins) were based on type wells built with analogous wells historical production. Incremental C2 and C3 volumes were also included.

The future development plan includes several activities, as shown in Table 3.

Table 3: Activity Counts and Categorization

Activity	C1	C2	C3
Vertical wells	22	10	1
Horizontal wells		2	2
Workovers	33	15	14
Shutins	94	51	50

The economic tests for the Contingent Resources volumes were based on 3R's future scenario of Brent oil prices, which GaffneyCline considers reasonable. 3R provided the oil discount as Brent - US$0.64/Bbl *(1-3.66%). Net oil prices are quoted in Table 4.

The working interest is 100%. The end of concession is August 31, 2025 and 3R advised GaffneyCline that will request the concession extension in the coming months.

The Brazilian Petroleum Law, Article 47 states, "…royalties are to be paid on a monthly basis, in national currency…" and, therefore, the 10% royalties plus a 1% incremental royalty for the surface owners provided by the concession contract were treated as cash deductions rather than a reduction to volumes.

The Income tax is 34%. Taxes does not include the Special Participation tax. Other taxes as the PIS (Program of Social Integration), Cofins (Contribution for the Financing of Social Security) and ICMS (Tax on the circulation of goods transportation and communication services) are financially recovered by 3R and therefore were not included.

Future capital costs and operating expenses estimated by 3R were derived from development program forecasts for each field. Main capital costs include the cost associated with future activity shown in Table 3. The drilling and completion costs for the future vertical and horizontal wells were estimated as US$2.44 million and US$0.88 million per well respectively. Workovers and shutin costs were estimated at an average cost of US$0.15 millon per well.

Abandonment costs were estimated at US$20.1 million.

GCA has found that projected capital investments and operating expenses are sufficient to economically produce the projected volumes.

Operating expenses were estimated by 3R based on future service contracts currently under negotiation and includes fix costs associated with the well service operation contract, Equipment & Materials, General expenses, HSE and Overhead for US$4.16 million per year. Variable cost were estimated as US$ 5.7/Bbl of oil and includes Pulling, Chemicals, Electricity and Trucking costs.

Capital and operating costs have been indexed at 2% per year. Cash flows are included in Appendix I.

It is GaffneyCline's opinion that the estimates of the Contingent Resources volumes are, in the aggregate, reasonable and the categorization is appropriate and consistent with the definitions within the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists and Engineers in June 2018, Version 1.01 (see Appendix II).

The Economic Limit test and Cashflow shown in Appendix I was estimated with the following pricing assumptions:

Table 4: Client Effective Price Scenario

Year	Brent	Net Oil
	US$/Bbl	US$/Bbl
2020	38.9	36.9
2021	43.0	40.8
2022	46.5	44.2
2023	55.0	52.4
2024	56.0	53.3
2025	56.4	53.7
2026	57.5	54.8
2027	58.7	55.9
2028	59.9	57.1
2029	61.1	58.2
2030	62.3	59.4
2031	63.5	60.6
2032	64.8	61.8
2033	66.1	63.1
2034	67.4	64.3
2035	+1.5%/year	+1.5%/year

Gaffney Cline estimated a breakeven price for the net cashflows shown in Appendix I. The Brent breakeven prices are US$29.0/Bbl, US$23.0/Bbl and US$16.3/Bbl for the 1C, 2C and 3C categories respectively. Breakeven prices were estimated to yield an undiscounted net cashflow equal to zero when projected flat.

Basis of Opinion

This document reflects GaffneyCline's informed professional judgment based on accepted standards of professional investigation and, as applicable, the data and information provided by the Client and/or obtained from other sources (e.g., public domain databases), the limited scope of engagement, and the time permitted to conduct the evaluation.

In line with those accepted standards, this document does not in any way constitute or make a guarantee or prediction of results, and no warranty is implied or expressed that actual outcome will conform to the outcomes presented herein. GaffneyCline has not independently verified any information provided by, or at the direction of, the Client and/or obtained from other sources (e.g., public domain) and has accepted the accuracy and completeness of this data. GaffneyCline has no reason to believe that any material facts have been withheld, but does not warrant that its inquiries have revealed all of the matters that a more extensive examination might otherwise disclose.

The opinions expressed herein are subject to and fully qualified by the generally accepted uncertainties associated with the interpretation of geoscience and engineering data and do not reflect the totality of circumstances, scenarios and information that could potentially affect decisions made by the report's recipients and/or actual results. The opinions and statements contained in this report are made in good faith and in the belief that such opinions and statements are representative of prevailing physical and economic circumstances.

In the preparation of this report, GaffneyCline has used definitions contained within the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists and Engineers in June 2018, Version 1.01 (see Appendix II).

There are numerous uncertainties inherent in estimating reserves and resources, and in projecting future production, development expenditures, operating expenses and cash flows. Oil and gas resources assessments must be recognized as a subjective process of estimating subsurface accumulations of oil and gas that cannot be measured in an exact way. Estimates of oil and gas resources prepared by other parties may differ, perhaps materially, from those contained within this report.

The accuracy of any resources estimate is a function of the quality of the available data and of engineering and geological interpretation. Results of drilling, testing and production that post-date the preparation of the estimates may justify revisions, some or all of which may be material. Accordingly, resources estimates are often different from the quantities of oil and gas that are ultimately recovered, and the timing and cost of those volumes that are recovered may vary from that assumed.

Oil volumes are reported in millions (10^6) of barrels at stock tank conditions (MMstb). Natural gas volumes have been quoted in billions (10^9) of standard cubic feet (Bscf) and are volumes of gas Consumed in Operations (CiO, or lease fuel). Standard conditions are defined as 14.7 psia and 60°F.

GaffneyCline's review and audit involved reviewing pertinent facts, interpretations and assumptions made by "the Client" or others in preparing estimates of reserves and resources. GaffneyCline performed procedures necessary to enable it to render an opinion on the appropriateness of the methodologies employed, adequacy and quality of the data relied on, depth and thoroughness of the reserves and resources estimation process, classification and categorization of reserves and resources appropriate to the relevant definitions used, and reasonableness of the estimates.

Definition of Contingent Resources

Contingent Resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social issues may exist. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.

Projects and associated recoverables quantities may be sub-classified according to project maturity levels and the associated actions required to move on a project toward commercial production. Projects may be further characterized by economic status. Based on assumptions regarding future conditions and the impact on ultimate economic viability, projects currently classified as Contingent Resources may be broadly divided into two groups:

A. Economic Viable Contingent Resources are those quantities with technically feasible projects were cash flows are positive under reasonable forecasted conditions but are not Reserves because it does not meet the commercial criteria.

B. Economic Not Viable Contingent Resources are those quantities for which development projects are not expected to yield positive cash flows under reasonable forecasted conditions.

GaffneyCline has not undertaken a site visit and inspection because it was not included in the scope of work. As such, GaffneyCline is not in a position to comment on the operations or facilities in place, their appropriateness and condition, or whether they are in compliance with the regulations pertaining to such operations. Further, GaffneyCline is not in a position to comment on any aspect of health, safety, or environment of such operation.

This report has been prepared based on GaffneyCline's understanding of the effects of petroleum legislation and other regulations that currently apply to these properties.

GaffneyCline is not aware of any carbon pricing impost that is applicable to the evaluation of the assets that are the subject of this report. GaffneyCline has also not included the impact of any potential carbon pricing scheme that may be implemented in the future.

GaffneyCline is not in a position to attest to property title or rights, conditions of these rights (including environmental and abandonment obligations), or any necessary licenses and consents (including planning permission, financial interest relationships, or encumbrances thereon for any part of the appraised properties).

GaffneyCline is not aware of any potential changes in regulations applicable to these fields that could affect the ability of "the Client" to produce the estimated resources.

Use of Net Present Values

It should be clearly understood that the Net Present Values (NPVs) contained herein do not represent a GaffneyCline opinion as to the market value of the subject property, nor any interest in it.

In assessing a likely market value, it would be necessary to take into account a number of additional factors including reserves risk (i.e., that the resources may not be realised within the anticipated timeframe for their exploitation); perceptions of economic and sovereign risk, including potential change in regulations; potential upside; other benefits, encumbrances or charges that may pertain to a particular interest; and, the competitive state of the market at the time. GaffneyCline has explicitly not taken such factors into account in deriving the NPVs presented herein.

Qualifications

In performing this study, GaffneyCline is not aware that any conflict of interest has existed. As an independent consultancy, GaffneyCline is providing impartial technical, commercial, and strategic advice within the energy sector. GaffneyCline's remuneration was not in any way contingent on the contents of this report.

In the preparation of this document, GaffneyCline has maintained, and continues to maintain, a strict independent consultant-client relationship with "the Client". Furthermore, the management and employees of GaffneyCline have no interest in any of the assets evaluated or are related with the analysis performed, as part of this report.

Staff members who prepared this report hold appropriate professional and educational qualifications and have the necessary levels of experience and expertise to perform the work.

Notice

This document is confidential and has been prepared for the exclusive use of the Client or parties named herein. It may not be distributed or made available, in whole or in part, to any other company or person without the prior knowledge and written consent of GaffneyCline. No person or company other than those for whom it is intended may directly or indirectly rely upon its contents. GaffneyCline is acting in an advisory capacity only and, to the fullest extent permitted by law, disclaims all liability for actions or losses derived from any actual or purported reliance on this document (or any other statements or opinions of GaffneyCline) by the Client or by any other person or entity.

*****

It has been a pleasure preparing this Contingent Resources Audit for SPE 3R Petroleum. Please contact the undersigned if you have any questions.

Yours sincerely,

Gaffney, Cline & Associates

Project Manager

Gustavo Ritondale, *Principal Advisor*

Reviewed by

Eduardo Sanchez, *Geosciences Senior Advisor*

Appendices

Appendix I: Cashflows
Appendix II: PRMS Guidelines
Appendix III: Glossary

Appendix I
Cashflows

SPE 3R PETROLEUM Net Revenue Interest Cashflow as of June 30, 2020
Polo Rio Ventura Contingent Resources

Base Production

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.17	6.2	0.7	3.0			0.8	1.6	1.6
2021	0.31	12.9	1.4	6.1			1.8	3.5	3.2
2022	0.29	12.9	1.4	6.1			1.9	3.6	3.0
2023	0.27	14.3	1.6	6.1			2.3	4.4	3.3
2024	0.26	13.7	1.5	6.1			2.1	4.0	2.8
2025	0.24	13.0	1.4	6.1			1.9	3.6	2.2
2026	0.23	12.5	1.4	6.2			1.7	3.3	1.9
2027	0.22	12.1	1.3	6.2			1.5	3.0	1.5
2028	0.21	11.7	1.3	6.3			1.4	2.8	1.3
2029	0.19	11.3	1.2	6.3			1.3	2.5	1.1
2030	0.19	11.0	1.2	6.4			1.2	2.3	0.9
2031	0.18	10.7	1.2	6.4			1.1	2.0	0.7
2032	0.17	10.5	1.2	6.5			1.0	1.9	0.6
2033	0.16	10.2	1.1	6.6			0.8	1.6	0.5
2034	0.15	10.0	1.1	6.7			0.7	1.5	0.4
2035	0.15	9.7	1.1	6.7			0.6	1.2	0.3
2036	0.14	9.5	1.0	6.8			0.5	1.0	0.2
2037	0.14	9.2	1.0	6.9			0.4	0.8	0.2
2038	0.13	9.0	1.0	7.0			0.3	0.6	0.1
2039	0.13	8.7	1.0	7.1			0.2	0.4	0.1
2040	0.12	8.6	0.9	7.2			0.1	0.3	0.0
2041	0.12	8.3	0.9	7.3			0.0	0.1	0.0
2042	0.11	8.2	0.9	7.4				-0.2	0.0
2043	0.11	8.0	0.9	7.5				-0.4	0.0
2044	0.10	7.8	0.9	7.7				-0.7	-0.1
2045	0.10	7.6	0.8	7.8		33.0		-33.9	-3.1
TOTAL	**4.59**	**267.5**	**29.4**	**170.5**	**0.0**	**33.0**	**23.8**	**10.9**	**22.5**

Contingent Resources (1C)

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.17	6.2	0.7	3.0			0.8	1.6	1.6
2021	0.40	16.5	1.8	6.6	4.1		2.7	1.3	1.2
2022	0.81	35.7	3.9	9.1	15.7		7.1	-0.2	-0.1
2023	1.34	69.9	7.7	12.5	16.6		15.2	17.9	13.5
2024	1.60	85.1	9.4	14.4	4.8		19.0	37.5	25.6
2025	1.35	72.7	8.0	13.1			16.2	35.4	22.0
2026	1.10	60.4	6.6	11.8			13.2	28.8	16.3
2027	0.92	51.4	5.7	10.8			11.0	23.9	12.3
2028	0.78	44.7	4.9	10.1			9.3	20.4	9.5
2029	0.68	39.4	4.3	9.6			8.0	17.5	7.4
2030	0.60	35.4	3.9	9.2			7.0	15.3	5.9
2031	0.53	32.2	3.5	9.0			6.2	13.5	4.7
2032	0.48	29.6	3.3	8.8			5.5	12.1	3.9
2033	0.43	27.0	3.0	8.6			4.8	10.6	3.1
2034	0.38	24.7	2.7	8.4			4.3	9.4	2.5
2035	0.35	23.0	2.5	8.3			3.8	8.4	2.0
2036	0.33	21.9	2.4	8.3			3.5	7.7	1.7
2037	0.31	20.7	2.3	8.3			3.1	7.0	1.4
2038	0.29	19.7	2.2	8.3			2.8	6.4	1.1
2039	0.27	18.7	2.1	8.3			2.6	5.8	0.9
2040	0.25	17.9	2.0	8.3			2.3	5.2	0.8
2041	0.22	15.8	1.7	8.2			1.8	4.1	0.6
2042	0.18	12.9	1.4	8.0			1.0	2.5	0.3
2043	0.14	10.3	1.1	7.8			0.3	1.0	0.1
2044	0.11	8.2	0.9	7.7				-0.4	0.0
2045	0.10	7.7	0.8	7.8		33.0		-33.9	-3.1
TOTAL	**14.12**	**807.7**	**88.8**	**234.5**	**41.2**	**33.0**	**151.3**	**258.8**	**134.9**

Contingent Resources (2C)

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.17	6.2	0.7	3.0			0.8	1.6	1.6
2021	0.42	17.1	1.9	6.7	4.6		2.9	1.1	1.0
2022	0.97	43.0	4.7	10.1	22.8		9.0	-3.6	-3.0
2023	1.64	85.9	9.4	14.4	19.8		19.4	22.8	17.1
2024	2.24	119.6	13.2	18.4	19.5		26.7	41.8	28.6
2025	2.29	123.2	13.5	19.1			28.4	62.1	38.5
2026	1.91	104.9	11.5	17.0			24.0	52.3	29.5
2027	1.63	91.2	10.0	15.5			20.7	45.0	23.1
2028	1.42	80.9	8.9	14.4			18.1	39.5	18.4
2029	1.24	72.3	8.0	13.5			16.0	34.9	14.8
2030	1.11	65.6	7.2	12.8			14.4	31.2	12.0
2031	0.99	60.1	6.6	12.2			13.0	28.2	9.9
2032	0.90	55.4	6.1	11.8			11.8	25.7	8.2
2033	0.77	48.6	5.3	11.1			10.1	22.0	6.4
2034	0.66	42.4	4.7	10.5			8.6	18.7	4.9
2035	0.55	36.0	4.0	9.8			7.0	15.2	3.6
2036	0.51	33.6	3.7	9.7			6.4	13.8	3.0
2037	0.48	32.2	3.5	9.7			6.0	13.0	2.6
2038	0.45	30.9	3.4	9.6			5.6	12.3	2.2
2039	0.43	29.8	3.3	9.6			5.3	11.6	1.9
2040	0.41	28.8	3.2	9.7			5.0	10.9	1.6
2041	0.36	26.0	2.9	9.5			4.3	9.4	1.3
2042	0.29	21.3	2.3	9.0			3.1	6.8	0.8
2043	0.22	15.8	1.7	8.5			1.7	3.9	0.4
2044	0.15	11.2	1.2	8.1			0.5	1.4	0.1
2045	0.12	9.0	1.0	7.9		33.0		-32.9	-3.0
TOTAL	**22.33**	**1290.9**	**142.0**	**291.7**	**66.8**	**33.0**	**268.8**	**488.7**	**225.6**

Contingent Resources (3C)

Year	Net Oil Production	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (6 mos)	0.17	6.2	0.7	3.0			0.8	1.6	1.6
2021	0.42	17.3	1.9	6.6	5.4		3.0	0.5	0.4
2022	1.09	48.0	5.3	10.4	25.8		10.5	-3.9	-3.2
2023	2.15	112.7	12.4	16.5	29.6		26.6	27.6	20.7
2024	3.08	164.0	18.0	21.8	22.6		38.6	62.9	43.0
2025	3.17	170.2	18.7	22.3			41.1	88.0	54.7
2026	2.77	151.9	16.7	20.0			36.7	78.4	44.3
2027	2.46	137.4	15.1	18.2			33.2	70.8	36.4
2028	2.21	126.1	13.9	16.8			30.5	64.9	30.3
2029	2.00	116.2	12.8	15.6			28.1	59.7	25.3
2030	1.82	108.1	11.9	14.6			26.2	55.5	21.4
2031	1.67	101.3	11.1	13.7			24.5	51.9	18.2
2032	1.54	94.9	10.4	13.0			23.0	48.6	15.5
2033	1.30	81.9	9.0	11.6			19.7	41.6	12.1
2034	1.01	64.8	7.1	9.9			15.4	32.4	8.5
2035	0.77	50.2	5.5	8.6			11.6	24.5	5.9
2036	0.70	46.2	5.1	8.2			10.6	22.4	4.9
2037	0.66	44.6	4.9	8.0			10.2	21.5	4.3
2038	0.63	43.3	4.8	7.8			9.9	20.9	3.8
2039	0.61	42.1	4.6	7.6			9.6	20.2	3.3
2040	0.58	41.1	4.5	7.5			9.4	19.7	2.9
2041	0.53	37.7	4.2	7.2			8.5	17.9	2.4
2042	0.41	29.9	3.3	6.5			6.5	13.6	1.7
2043	0.29	21.1	2.3	5.8			4.1	8.8	1.0
2044	0.18	13.4	1.5	5.2			2.1	4.6	0.5
2045	0.13	10.0	1.1	4.9		33.0		-28.9	-2.7
TOTAL	**32.34**	**1880.8**	**206.9**	**291.3**	**83.4**	**33.0**	**440.4**	**825.7**	**356.8**

Notes

1. The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.

Apêndice V
Relatório de Recursos e Reservas Pescada-Arabaiana

Gaffney Cline

Reserves and Contingent Resources Audit Pescada & Arabaiana Fields, Brazil, as of July 31, 2020

Prepared for

Ouro Preto Óleo e Gás

August 6, 2020

August 6, 2020

Dr. Edmundo Marques
President
Ouro Preto Óleo e Gás
Praia de Botafogo 440, andar 13
Botafogo RJ
Rio de Janeiro
Brazil
edmundomarques@opog.com.br

Dear Edmundo,

Reserves and Contingent Resources Audit, Pescada & Arabaiana Fields, Brazil

Introduction

At the request of Ouro Preto Óleo e Gás (Ouro Preto or "the Client"), Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) has performed a Reserves and Contingent Resources audit of the Pescada and Arabiana fields located offshore in the Potiguar Basin, Brazil, as of July 31, 2020, in which Ouro Preto has presented it holds a working interest of 100%.

In addition to Ouro Preto internal use, this report or sections therefrom are intended for release to financial institutions or in connection with Ouro Preto public market related filings. Gaffneycline will provide consent letter for these presentations at request of the Client.

For the purposes of this report, we used technical and economic data specified by Ouro Preto including, but not limited to well logs, geologic maps, well test and production data, historical prices, cost information and property ownership interests as discussed in subsequent paragraphs of this report.

In addition to these assumptions, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be develop consistent with development plans as provided to us by Ouro Preto.

The 1C, 2C and 3C contingent resources volumes quoted in this report could be ascribed and classified as Ouro Preto's reserves in their PRMS equivalent 1P, 2P, 3P categories once the development plan described in this report and the legal rights to the extended concession receive the ANP final approval. To classify the volumes quoted in this report as reserves, GaffneyCline will perform a new reserves audit at new effective date to be agreed with Ouro Preto. The Contingent Resources volumes quoted in this report could suffer changes due to variations in Ouro Preto´s development plans or market economic conditions.

This report relates specifically and solely to the subject matter as defined in the scope of work (SOW), as set out herein, and is conditional upon the specified assumptions. This report must be considered in its entirety and must only be used for the purpose for which it is intended.

In compliance with your instructions, we estimated in Appendix I, the future net cash flow based on the reserves and the contingent resources volumes quoted and using a reasonable oil price outlook as of July 31, 2020. As requested, the cash flows presented does not include any signature fee (entry bonus) payment associated with the concession extension.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the June 2018 v1.01 Petroleum Resources Management System (PRMS) presented in Appendix II. In Appendix III is a list of abbreviations used in this report.

Summary and Conclusions

Based on the analysis performed, volumes were classified as Reserves within the legal period of the current concession agreement (expiring as of August 30, 2025) or as Economic Viable Contingent Resources beyond the expiration of the concession assuming the concession extension.

Contingent Resources quoted are technically feasible projects with positive cash flows under reasonable forecasted conditions but owning the extension of the current concession contract.

It is GaffneyCline's opinion that the estimates of the Reserves and the Contingent Resources as of July 31, 2020 shown in Table 1 and Table 2 respectively are reasonable, and the classification and categorization is appropriate and consistent with the assumed definitions and guidelines.

Table 1: Statement of Reserves
as of July 31, 2020, Pescada & Arabaiana Fields

Reserves	Gross (100%) Reserves		Gross (WI) Reserves		Net (NRI) Reserves	
	Liquids (MMbbl)	Gas (Bscf)	Liquids (MMbbl)	Gas (Bscf)	Liquids (MMbbl)	Gas (Bscf)
Proved Developed	0.4	10.4	0.4	10.4	0.4	10.4
Undeveloped	0.0	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
Total Proved	**0.4**	**10.4**	**0.4**	**10.4**	**0.4**	**10.4**
Probable	0.0	0.5	0.0	0.5	0.0	0.5
Possible	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	0.7

Notes:

a. Gross (100%) reserves are 100% of the volumes estimated to be commercially recoverable under the intended development plan.

b. Gross (WI) reserves represent Ouro Preto's working interest of the volumes estimated to be commercially recoverable under the intended development plan.

c. Net Oil (NRI) reserves represent Ouro Preto´s net revenue interest of the volumes estimated to be commercially recoverable under the intended development plan. Royalties are paid in cash and not subject to a potential "in kind" payment, therefore net volumes have not been reduced in consideration of royalties.

d. Totals may not exactly equal the sum of the individual entries due to rounding.

Table 2: Statement of Contingent Resources as of July 31, 2020, , Pescada & Arabaiana Fields

Contingent Resources	Gross (100%) Contingent Resources		Gross (WI) Contingent Resources		Net (NRI) Contingent Resources	
	Liquids (MMbbl)	Gas (Bscf)	Liquids (MMbbl)	Gas (Bscf)	Liquids (MMbbl)	Gas (Bscf)
1C	0.2	6.4	0.2	6.4	0.2	6.4
2C	5.0	44.9	5.0	44.9	5.0	44.9
3C	5.2	49.9	5.2	49.9	5.2	49.9

Notes:

a. Gross (100%) contingent resources are 100% of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the assumed extend concession

b. Gross (WI) contingent resources represent Ouro Preto's working interest of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the assumed extend concession

c. Net (NRI) contingent resources represent Ouro Preto´s net revenue interest of the estimated Economic Viable Contingent Resources to the end of the assumed extend concession. Royalties are paid in cash and not subject to "in kind" payment, therefore net volumes have not been reduced in consideration of royalties.

d. The Client expect to extend the concession for a period up to 27 years.

e. Totals may not exactly equal the sum of the individual entries due to rounding.

GaffneyCline concludes that the derivation of the volume estimates are appropriate, and the quality of the data relied on, the depth and thoroughness of the estimation process, are adequate for the project scope.

Discussion

This audit examination was based on reserves and resources estimates and other information provided by Ouro Preto to GaffneyCline, and included such tests, procedures and adjustments as were considered necessary. All questions that arose during the audit process were resolved to GaffneyCline's satisfaction.

Reserves were estimated to the end of the current concession contract (constrained by the economic limit test). The contingent resources were quoted for the period beyond the current concession contract end and also constrained by the economic limit test.

The Proved Developed reserves and contingent resources C1 quoted for the Base Production profiles shown in Appendix 1 were estimated using a conventional decline analysis. Different decline trends were used to estimate a 2P, 3P and the equivalent 2C, 3C resources categories.

The incremental resources quoted for future drilling and workover activities were based on analytical methods supported by existing technical information and well test data.

The future development plan includes the following activities:

Table 3: Activity Counts and Categorization

Type	C1	C2	C3
Horizontal wells		1	
Workovers		1	

The economic tests were based on Ouro Preto's future scenario of Brent oil prices, which GaffneyCline considers reasonable. Ouro Preto provided the oil discount as follows: 65% of sale volumes at Brent - US$3.86 /Bbl *(1-7.25%), and the remaining 35% at Brent - US$1.50 /Bbl.

The Net gas sales price, following sale contracts in place, was estimated as follows: 35% of sales volume fix at US$5.0/MMBTU and the remaining 65% variable by month (proportional to Dated Brent), according to the following equation:

$$PG_m = PG_0 \times \frac{Brent_{m-1}}{Brent_0} \times \frac{TC_{m-1}}{TC_0}$$

Where:

PG_m Gas price (R$/MMBTU) at the period m.

PG_o Base gas price (R$/MMBTU), equal to R$10.7887/MMBTU (equivalent to US$ 2.02415 at exchange rate $R5.33/US$).

$Brent_{m-1}$ Average monthly Brent oil price (US$/Bbl) at the period $m-1$.

$Brent_0$ Base Brent oil price (US$/BBl), equal to US$63.5048/Bbl at Mid January 2020.

TC_{m-1} Average exchange rate (R/US) at the period $m-1$, published by the Central Bank of Brazil.

TC_o Base exchange rate (R/US) published by the Central Bank of Brazil, equal to $R4.1495/US$ at January 2020.

Reported Gas Heat Value is 11,625 Kcal/m3.

Net oil and gas prices are quoted in Table 4.

The working interest is 100%. The end of concession is August 31, 2025 and Ouro Preto advised GaffneyCline that will request the concession extension in the coming months.

The Brazilian Petroleum Law, Article 47 states, “royalties are to be paid on a monthly basis, in national currency” and, therefore, the 8.8% royalties was treated as cash deductions rather than a reduction to volumes.

The Income tax is 34%. Taxes does not include the Special Participation tax. Other taxes as PIS/Cofins and ICMS are financially recovered and therefore were not included.

Future capital costs and operating expenses estimated by Ouro Preto were derived from development program forecasts for the field operation. Main capital costs include the cost associated with future activity shown in Table 3. The horizontal well Drilling and Completion cost was estimated as US$35.9 million. The workover cost was estimated as US$11.6 millon. The mobilization cost of the jack-up rig to site is US$2.5 million; both jobs will be performed back to back in 2026.

Abandonment costs in Pescada-Arabaiana were estimated by Ouro Preto at US$104.4 million for wells, pipes, equipment and platforms.

OuroPetro and Petrobras signed a Decommissioning Cost Sharing Agreement, where Petrobras will pay US$100 million (value at January 2020 to be adjusted by IPCM, Brazil inflation index) which at July 31, 2020 represents US$104.4 million. As a result, such abandonment cost is zero for OuroPreto and it has no effect in the economic evaluation.

GCA has found that projected capital investments and operating expenses are sufficient to economically produce the projected volumes.

Operating expenses were estimated by Ouro Preto based on historical and projected actual costs and includes fix costs associated with the wells service contract, Equipment & Materials, General expenses, HSE and Overhead for US$3.0 million per year. Variable cost were estimated as US$ 2.1/Boe (oil and gas) and includes Operation and Transportation costs among others.

Capital and operating costs have been indexed at 2% per year. Cash flows for the reserves and the contingent resources volumes are included in Appendix I.

It is GaffneyCline's opinion that the estimates of the Reserves and the Contingent Resources volumes are, in the aggregate, reasonable and the categorization is appropriate and consistent with the definitions within the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists and Engineers in June 2018, Version 1.01 (see Appendix II).

The Economic Limit test and Cashflows shown in Appendix I were estimated with the following pricing assumptions:

Table 4: Client Effective Price Scenario

Year	Brent	Net Oil	Net Gas
	US$/Bbl	US$/Bbl	US$/mcf
2020	38.9	34.3	3.91
2021	43.0	38.1	3.75
2022	46.5	41.4	3.87
2023	55.0	49.5	4.16
2024	56.0	50.5	4.20
2025	56.4	50.9	4.21
2026	57.5	52.0	4.25
2027	58.7	53.1	4.29
2028	59.9	54.2	4.33
2029	61.1	55.3	4.37
2030	62.3	56.5	4.42
2031	63.5	57.7	4.46
2032	64.8	58.9	4.50
2033	66.1	60.1	4.55
2034	67.4	61.4	4.59
2035	+1.5%/year	+1.5%/year	+0.7%/year

Gaffney Cline estimated breakeven prices for the net cashflows shown in Appendix I. The Brent and gas breakeven prices are US$18.1/Bbl and US$1.77/mcf for the 1P, 2P and 3P categories. The Brent and gas breakeven prices for resources are US$27.3/Bbl and US$2.67/mcf for the 1C category, US$28.0/Bbl and US$2.74/mcf for the 2C, and finally US$26.5/Bbl and US$2.59/mcf for the 3C category.

The Brent breakeven prices were estimated to yield an undiscounted net cashflow equal to zero when projected flat.

Basis of Opinion

This document reflects GaffneyCline's informed professional judgment based on accepted standards of professional investigation and, as applicable, the data and information provided by the Client and/or obtained from other sources (e.g., public domain databases), the limited scope of engagement, and the time permitted to conduct the evaluation.

In line with those accepted standards, this document does not in any way constitute or make a guarantee or prediction of results, and no warranty is implied or expressed that actual outcome will conform to the outcomes presented herein. GaffneyCline has not independently verified any information provided by, or at the direction of, the Client and/or obtained from other sources (e.g., public domain) and has accepted the accuracy and completeness of this data. GaffneyCline has no reason to believe that any material facts have been withheld, but does not warrant that its inquiries have revealed all of the matters that a more extensive examination might otherwise disclose.

The opinions expressed herein are subject to and fully qualified by the generally accepted uncertainties associated with the interpretation of geoscience and engineering data and do not reflect the totality of circumstances, scenarios and information that could potentially affect decisions made by the report's recipients and/or actual results. The opinions and statements contained in this report are made in good faith and in the belief that such opinions and statements are representative of prevailing physical and economic circumstances.

In the preparation of this report, GaffneyCline has used definitions contained within the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists and Engineers in June 2018, Version 1.01 (see Appendix II).

There are numerous uncertainties inherent in estimating reserves and resources, and in projecting future production, development expenditures, operating expenses and cash flows. Oil and gas resources assessments must be recognized as a subjective process of estimating subsurface accumulations of oil and gas that cannot be measured in an exact way. Estimates of oil and gas resources prepared by other parties may differ, perhaps materially, from those contained within this report.

The accuracy of any resources estimate is a function of the quality of the available data and of engineering and geological interpretation. Results of drilling, testing and production that post-date the preparation of the estimates may justify revisions, some or all of which may be material. Accordingly, resources estimates are often different from the quantities of oil and gas that are ultimately recovered, and the timing and cost of those volumes that are recovered may vary from that assumed.

Liquids represents oil and condensate volumes and are reported in millions (10^6) of barrels at stock tank conditions (MMstb). Natural gas volumes have been quoted in billions (10^9) of standard cubic feet (Bscf) and are volumes of gas sales, after an allocation has been made for fuel and process shrinkage losses. Standard conditions are defined as 14.7 psia and 60°F.

GaffneyCline's review and audit involved reviewing pertinent facts, interpretations and assumptions made by "the Client" or others in preparing estimates of reserves and resources. GaffneyCline performed procedures necessary to enable it to render an opinion on the appropriateness of the methodologies employed, adequacy and quality of the data relied on, depth and thoroughness of the reserves and resources estimation process, classification and categorization of reserves and resources appropriate to the relevant definitions used, and reasonableness of the estimates.

Definition of Reserves and Contingent Resources

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.

Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status. All categories of reserves volumes quoted herein have been derived within the context of an economic limit test (ELT) assessment (pre-tax and exclusive of accumulated depreciation amounts) prior to any net present value (NPV) analysis.

Contingent Resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social issues may exist. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.

Projects and associated recoverable quantities may be sub-classified according to project maturity levels and the associated actions required to move on a project toward commercial production. Projects may be further characterized by economic status. Based on assumptions regarding future conditions and the impact on ultimate economic viability, projects currently classified as Contingent Resources may be broadly divided into two groups:

A. Economic Viable Contingent Resources are those quantities with technically feasible projects were cash flows are positive under reasonable forecasted conditions but are not Reserves because it does not meet the commercial criteria.

B. Economic Not Viable Contingent Resources are those quantities for which development projects are not expected to yield positive cash flows under reasonable forecasted conditions.

GaffneyCline has not undertaken a site visit and inspection because it was not included in the scope of work. As such, GaffneyCline is not in a position to comment on the operations or facilities

in place, their appropriateness and condition, or whether they are in compliance with the regulations pertaining to such operations. Further, GaffneyCline is not in a position to comment on any aspect of health, safety, or environment of such operation.

This report has been prepared based on GaffneyCline's understanding of the effects of petroleum legislation and other regulations that currently apply to these properties.

GaffneyCline is not aware of any carbon pricing impost that is applicable to the evaluation of the assets that are the subject of this report. GaffneyCline has also not included the impact of any potential carbon pricing scheme that may be implemented in the future.

GaffneyCline is not in a position to attest to property title or rights, conditions of these rights (including environmental and abandonment obligations), or any necessary licenses and consents (including planning permission, financial interest relationships, or encumbrances thereon for any part of the appraised properties).

GaffneyCline is not aware of any potential changes in regulations applicable to these fields that could affect the ability of "the Client" to produce the estimated reserves and resources.

Use of Net Present Values

It should be clearly understood that the Net Present Values (NPVs) contained herein do not represent a GaffneyCline opinion as to the market value of the subject property, nor any interest in it.

In assessing a likely market value, it would be necessary to take into account a number of additional factors including reserves risk (i.e., that Proved and/or Probable and/or Possible reserves may not be realised within the anticipated timeframe for their exploitation); perceptions of economic and sovereign risk, including potential change in regulations; potential upside; other benefits, encumbrances or charges that may pertain to a particular interest; and, the competitive state of the market at the time. GaffneyCline has explicitly not taken such factors into account in deriving the NPVs presented herein.

Qualifications

In performing this study, GaffneyCline is not aware that any conflict of interest has existed. As an independent consultancy, GaffneyCline is providing impartial technical, commercial, and strategic advice within the energy sector. GaffneyCline's remuneration was not in any way contingent on the contents of this report.

In the preparation of this document, GaffneyCline has maintained, and continues to maintain, a strict independent consultant-client relationship with "the Client". Furthermore, the management and employees of GaffneyCline have no interest in any of the assets evaluated or are related with the analysis performed, as part of this report.

Staff members who prepared this report hold appropriate professional and educational qualifications and have the necessary levels of experience and expertise to perform the work.

Notice

This document is confidential and has been prepared for the exclusive use of the Client or parties named herein. It may not be distributed or made available, in whole or in part, to any other company or person without the prior knowledge and written consent of GaffneyCline. No person or company other than those for whom it is intended may directly or indirectly rely upon its contents. GaffneyCline is acting in an advisory capacity only and, to the fullest extent permitted by law, disclaims all liability for actions or losses derived from any actual or purported reliance on this document (or any other statements or opinions of GaffneyCline) by the Client or by any other person or entity.

*****

It has been a pleasure preparing this Reserves and Contingent Resources Audit for Ouro Preto Óleo e Gás. Please contact the undersigned if you have any questions.

Yours sincerely,

Gaffney, Cline & Associates

Project Manager

Alejandro Giaquinta*, Principal Advisor*

Reviewed by

Eduardo Sanchez, Geosciences Senior Advisor

Appendices

Appendix I: Cashflows
Appendix II: PRMS Guidelines
Appendix III: Glossary

Appendix I
Net Cashflows

Ouro Preto Net Revenue Interest Cashflow as of July 31, 2020
Pescada & Arabaiana Fields

Proved Developed Reserves (PD)

Year	Net Oil Production	Gas Sales	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandonment Cost	PA Petrobras Payment	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	Bcf	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (5 mos)	0.04	1.13	5.4	0.5	1.7				1.1	2.1	2.1
2021	0.08	2.48	12.5	1.1	4.1				2.5	4.8	4.4
2022	0.07	2.17	11.5	1.0	4.1				2.2	4.2	3.5
2023	0.06	1.91	11.2	1.0	4.0				2.1	4.0	3.1
2024	0.06	1.68	10.0	0.9	4.0				1.7	3.3	2.3
2025 (8 mos)	0.03	1.01	6.0	0.5	2.4				1.0	2.0	1.3
2026							104.4	-104.4			
TOTAL	**0.35**	**10.38**	**56.5**	**5.0**	**20.4**	**0.0**	**104.4**	**-104.4**	**10.6**	**20.5**	**16.6**

Total Proved Reserves (1P)

Year	Net Oil Production	Gas Sales	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	PA Petrobras Payment	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	Bcf	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (5 mos)	0.04	1.13	5.4	0.5	1.7				1.1	2.1	2.1
2021	0.08	2.48	12.5	1.1	4.1				2.5	4.8	4.4
2022	0.07	2.17	11.5	1.0	4.1				2.2	4.2	3.5
2023	0.06	1.91	11.2	1.0	4.0				2.1	4.0	3.1
2024	0.06	1.68	10.0	0.9	4.0				1.7	3.3	2.3
2025 (8 mos)	0.03	1.01	6.0	0.5	2.4				1.0	2.0	1.3
2026							104.4	-104.4			
TOTAL	**0.35**	**10.38**	**56.5**	**5.0**	**20.4**	**0.0**	**104.4**	**-104.4**	**10.6**	**20.5**	**16.6**

Proved + Probable Reserves (2P)

Year	Net Oil Production	Gas Sales	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	PA Petrobras Payment	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	Bcf	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (5 mos)	0.04	1.14	5.4	0.5	1.7				1.1	2.1	2.1
2021	0.08	2.53	12.7	1.1	4.1				2.5	4.9	4.5
2022	0.08	2.26	11.9	1.0	4.1				2.3	4.5	3.7
2023	0.07	2.03	11.8	1.0	4.1				2.3	4.4	3.3
2024	0.06	1.83	10.8	0.9	4.1				1.9	3.8	2.6
2025 (8 mos)	0.04	1.11	6.6	0.6	2.5				1.2	2.4	1.5
2026							104.4	-104.4			
TOTAL	**0.37**	**10.91**	**59.3**	**5.2**	**20.6**	**0.0**	**104.4**	**-104.4**	**11.4**	**22.1**	**17.7**

Proved + Probable + Possible Reserves (3P)

Year	Net Oil Production	Gas Sales	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	PA Petrobras Payment	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	Bcf	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (5 mos)	0.04	1.15	5.5	0.5	1.7				1.1	2.2	2.1
2021	0.09	2.60	13.1	1.2	4.2				2.6	5.1	4.7
2022	0.08	2.38	12.6	1.1	4.2				2.5	4.8	4.0
2023	0.07	2.19	12.8	1.1	4.2				2.5	4.9	3.7
2024	0.07	2.02	11.9	1.0	4.2				2.3	4.4	3.0
2025 (8 mos)	0.04	1.26	7.5	0.7	2.5				1.5	2.8	1.8
2026							104.4	-104.4			
TOTAL	**0.39**	**11.60**	**63.3**	**5.6**	**20.9**	**0.0**	**104.4**	**-104.4**	**12.5**	**24.3**	**19.4**

Note: The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.

Ouro Preto Net Revenue Interest Cashflow as of July 31, 2020
Pescada & Arabaiana Fields

Contingent Resources (1C)

Year	Net Oil Production	Gas Sales	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	PA Petrobras Payment	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	Bcf	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (5 mos)											
2021											
2022											
2023											
2024											
2025	0.0	0.5	2.8	0.2	1.6	0.0			0.3	0.6	0.4
2026	0.0	1.3	7.9	0.7	4.0	0.0			1.1	2.1	1.2
2027	0.0	1.2	7.2	0.6	4.0	0.0			0.9	1.7	0.9
2028	0.0	1.0	6.5	0.6	4.0	0.0			0.6	1.2	0.6
2029	0.0	0.9	5.8	0.5	4.1	0.0			0.4	0.8	0.4
2030	0.0	0.8	5.3	0.5	4.1	0.0			0.3	0.5	0.2
2031	0.0	0.7	4.8	0.4	4.1	0.0			0.1	0.2	0.1
2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	104.4	-104.4	0.0		
TOTAL	**0.23**	**6.42**	**40.4**	**3.6**	**26.0**	**0.0**	**104.4**	**-104.4**	**3.7**	**7.2**	**3.7**

Contingent Resources (2C)

Year	Net Oil Production	Gas Sales	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	PA Petrobras Payment	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	Bcf	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (5 mos)											
2021											
2022											
2023											
2024											
2025	0.0	0.5	3.1	0.3	1.6	0.0			0.4	0.8	0.5
2026	0.7	3.3	51.9	4.6	6.4	56.3			8.8	-24.1	-13.7
2027	0.5	3.5	43.6	3.8	6.1	0.0			9.8	23.8	12.3
2028	0.4	3.1	36.5	3.2	5.8	0.0			8.0	19.5	9.2
2029	0.3	2.8	31.5	2.8	5.6	0.0			6.7	16.4	7.0
2030	0.3	2.5	28.0	2.5	5.5	0.0			5.8	14.3	5.5
2031	0.3	2.3	25.4	2.2	5.4	0.0			5.1	12.7	4.5
2032	0.2	2.2	23.2	2.0	5.4	0.0			4.5	11.3	3.6
2033	0.2	2.0	21.4	1.9	5.3	0.0			4.0	10.2	3.0
2034	0.2	1.9	20.0	1.8	5.3	0.0			3.7	9.3	2.5
2035	0.2	1.8	18.7	1.6	5.4	0.0			3.3	8.4	2.0
2036	0.2	1.7	17.6	1.6	5.4	0.0			3.0	7.7	1.7
2037	0.1	1.6	16.3	1.4	5.4	0.0			2.6	6.8	1.4
2038	0.1	1.5	15.2	1.3	5.4	0.0			2.3	6.1	1.1
2039	0.1	1.4	14.5	1.3	5.5	0.0			2.1	5.7	0.9
2040	0.1	1.3	13.9	1.2	5.5	0.0			1.9	5.2	0.8
2041	0.1	1.3	13.2	1.2	5.6	0.0			1.8	4.7	0.6
2042	0.1	1.2	12.7	1.1	5.6	0.0			1.6	4.4	0.5
2043	0.1	1.1	12.3	1.1	5.7	0.0			1.5	4.1	0.5
2044	0.1	1.1	11.9	1.0	5.8	0.0			1.3	3.7	0.4
2045	0.1	1.0	11.3	1.0	5.8	0.0			1.2	3.3	0.3
2046	0.1	1.0	10.9	1.0	5.9	0.0			1.0	3.0	0.3
2047	0.1	0.9	10.5	0.9	6.0	0.0			0.9	2.7	0.2
2048	0.1	0.9	10.3	0.9	6.1	0.0			0.8	2.5	0.2
2049	0.1	0.9	9.9	0.9	6.2	0.0			0.7	2.2	0.1
2050	0.1	0.8	9.6	0.8	6.2	0.0			0.5	1.9	0.1
2051	0.1	0.8	9.2	0.8	6.3	0.0			0.4	1.6	0.1
2052	0.1	0.7	8.5	0.7	6.4	0.0	104.4	-104.4	0.2	1.2	0.1
TOTAL	**5.04**	**44.90**	**511.2**	**45.0**	**156.5**	**56.3**	**104.4**	**-104.4**	**84.0**	**169.4**	**45.6**

Contingent Resources (3C)

Year	Net Oil Production	Gas Sales	Net Revenues	Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandon-ment Cost	PA Petrobras Payment	Income Tax	Net Cashflow	10% Discounted Net Cashflow
	MMbbl	Bcf	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM	US$ MM
2020 (5 mos)											
2021											
2022											
2023											
2024											
2025	0.0	0.6	3.6	0.3	1.7	0.0			0.5	1.1	0.7
2026	0.7	3.5	53.3	4.7	6.5	56.3			9.2	-23.4	-13.3
2027	0.6	3.7	45.1	4.0	6.2	0.0			10.3	24.6	12.7
2028	0.4	3.3	38.0	3.3	5.9	0.0			8.4	20.3	9.5
2029	0.4	3.0	33.0	2.9	5.7	0.0			7.1	17.3	7.4
2030	0.3	2.8	29.5	2.6	5.6	0.0			6.2	15.1	5.9
2031	0.3	2.6	27.0	2.4	5.5	0.0			5.5	13.5	4.8
2032	0.2	2.4	24.7	2.2	5.5	0.0			4.9	12.1	3.9
2033	0.2	2.3	23.0	2.0	5.5	0.0			4.5	11.0	3.2
2034	0.2	2.1	21.6	1.9	5.5	0.0			4.1	10.1	2.7
2035	0.2	2.0	20.2	1.8	5.5	0.0			3.7	9.2	2.2
2036	0.2	1.9	19.1	1.7	5.5	0.0			3.4	8.5	1.9
2037	0.1	1.8	17.7	1.6	5.5	0.0			3.0	7.6	1.5
2038	0.1	1.7	16.6	1.5	5.5	0.0			2.7	6.9	1.2
2039	0.1	1.6	15.8	1.4	5.6	0.0			2.5	6.4	1.1
2040	0.1	1.5	15.1	1.3	5.6	0.0			2.3	5.9	0.9
2041	0.1	1.4	14.4	1.3	5.7	0.0			2.1	5.4	0.7
2042	0.1	1.4	13.9	1.2	5.7	0.0			1.9	5.0	0.6
2043	0.1	1.3	13.4	1.2	5.8	0.0			1.8	4.7	0.5
2044	0.1	1.2	12.9	1.1	5.9	0.0			1.6	4.3	0.4
2045	0.1	1.2	12.3	1.1	5.9	0.0			1.4	3.9	0.4
2046	0.1	1.1	11.9	1.0	6.0	0.0			1.3	3.6	0.3
2047	0.1	1.1	11.4	1.0	6.1	0.0			1.1	3.2	0.2
2048	0.1	1.0	11.2	1.0	6.2	0.0			1.0	3.0	0.2
2049	0.1	1.0	10.8	0.9	6.2	0.0			0.9	2.7	0.2
2050	0.1	0.9	10.4	0.9	6.3	0.0			0.8	2.4	0.1
2051	0.1	0.9	10.0	0.9	6.4	0.0			0.6	2.1	0.1
2052	0.1	0.8	9.0	0.8	6.4	0.0	104.4	-104.4	0.3	1.4	0.1
TOTAL	**5.19**	**49.95**	**544.7**	**47.9**	**159.4**	**56.3**	**104.4**	**-104.4**	**93.4**	**187.8**	**50.1**

Note: The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.

Appendix II
PRMS Guidelines

**Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council,
American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers,
Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts,
and European Association of Geoscientists & Engineers**

Petroleum Resources Management System

Definitions and Guidelines ([1])

(Revised June 2018)

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

[1] These Definitions and Guidelines are extracted from the full Petroleum Resources Management System (revised June 2018) document.

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame}) There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class). The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status. The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status. The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.
Development Unclarified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development. This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

Figure 1.1—RESOURCES CLASSIFICATION FRAMEWORK

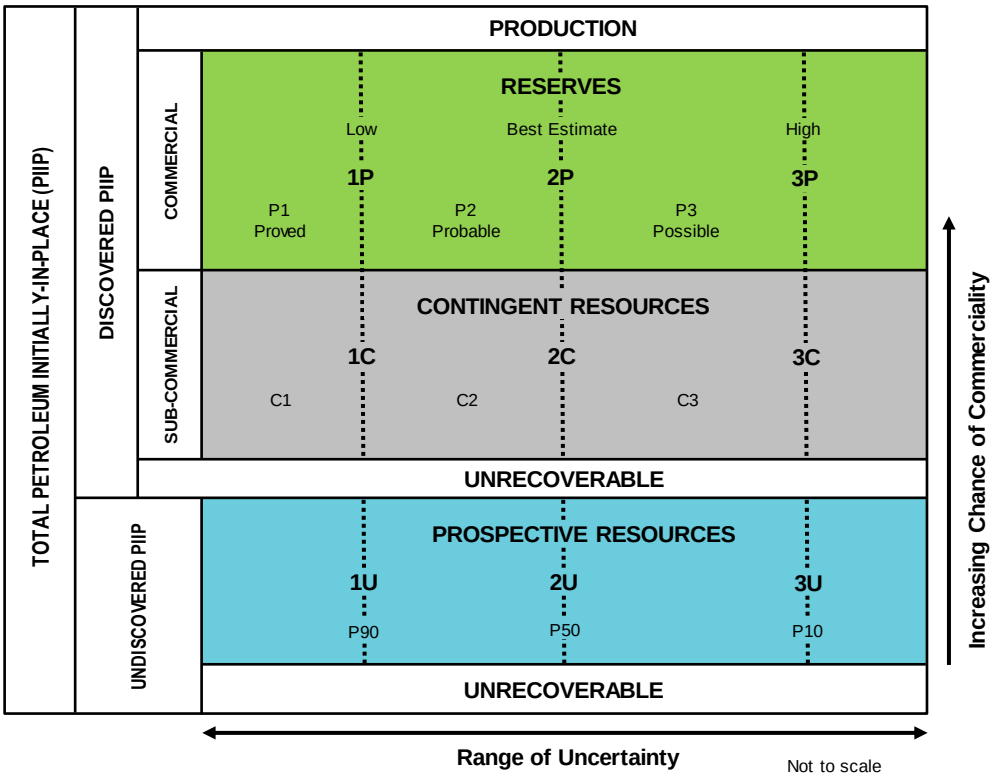
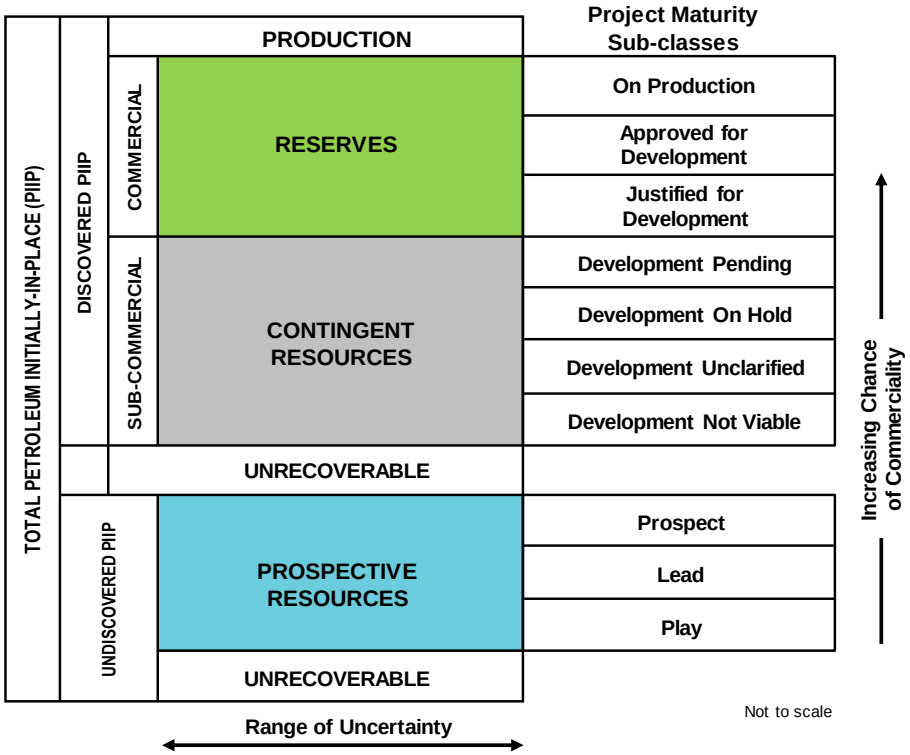


Figure 2.1—SUB-CLASSES BASED ON PROJECT MATURITY



Appendix III
Glossary

%	Percentage
1H05	First half (6 months) of 2005 (example)
2Q06	Second quarter (3 months) of 2006 (example)
2D	Two dimensional
3D	Three dimensional
4D	Four dimensional
1P	Proved Reserves
2P	Proved plus Probable Reserves
3P	Proved plus Probable plus Possible Reserves
ABEX	Abandonment Expenditure
ACQ	Annual Contract Quantity
^{o}API	Degrees API (American Petroleum Institute)
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
AVO	Amplitude versus Offset
A$	Australian Dollars
B	Billion (10^{9})
Bbl	Barrels
/Bbl	per barrel
BBbl	Billion Barrels
BHA	Bottom Hole Assembly
BHC	Bottom Hole Compensated
Bscf or Bcf	Billion standard cubic feet
Bscfd or Bcfd	Billion standard cubic feet per day
Bm^{3}	Billion cubic metres
bcpd	Barrels of condensate per day
BHP	Bottom Hole Pressure
blpd	Barrels of liquid per day
bpd	Barrels per day
boe	Barrels of oil equivalent @ xxx mcf/Bbl
boepd	Barrels of oil equivalent per day @ xxx mcf/Bbl
BOP	Blow Out Preventer
bopd	Barrels oil per day
bwpd	Barrels of water per day
BS&W	Bottom sediment and water
BTU	British Thermal Units
bwpd	Barrels water per day

CBM	Coal Bed Methane
CO_2	Carbon Dioxide
CAPEX	Capital Expenditure
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
cm	centimetres
CMM	Coal Mine Methane
CNG	Compressed Natural Gas
Cp	Centipoise (a measure of viscosity)
CSG	Coal Seam Gas
CT	Corporation Tax
D1BM	Design 1 Build Many
DCQ	Daily Contract Quantity
Deg C	Degrees Celsius
Deg F	Degrees Fahrenheit
DHI	Direct Hydrocarbon Indicator
DLIS	Digital Log Interchange Standard
DST	Drill Stem Test
DWT	Dead-weight ton
E&A	Exploration & Appraisal
E&P	Exploration and Production
EBIT	Earnings before Interest and Tax
EBITDA	Earnings before interest, tax, depreciation and amortisation
ECS	Elemental Capture Spectroscopy
EI	Entitlement Interest
EIA	Environmental Impact Assessment
ELT	Economic Limit Test
EMV	Expected Monetary Value
EOR	Enhanced Oil Recovery
EUR	Estimated Ultimate Recovery
FDP	Field Development Plan
FEED	Front End Engineering and Design
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FSO	Floating Storage and Offloading
FWL	Free Water Level
ft	Foot/feet
Fx	Foreign Exchange Rate
g	gram
g/cc	grams per cubic centimetre
gal	gallon
gal/d	gallons per day

G&A	General and Administrative costs
GBP	Pounds Sterling
GCoS	Geological Chance of Success
GDT	Gas Down to
GIIP	Gas initially in place
GJ	Gigajoules (one billion Joules)
GOC	Gas Oil Contact
GOR	Gas Oil Ratio
GRV	Gross Rock Volumes
GTL	Gas to Liquids
GWC	Gas water contact
HDT	Hydrocarbons Down to
HSE	Health, Safety and Environment
HSFO	High Sulphur Fuel Oil
HUT	Hydrocarbons up to
H_2S	Hydrogen Sulphide
IOR	Improved Oil Recovery
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
J	Joule (Metric measurement of energy) I kilojoule = 0.9478 BTU)
k	Permeability
KB	Kelly Bushing
KJ	Kilojoules (one Thousand Joules)
kl	Kilolitres
km	Kilometres
km^2	Square kilometres
kPa	Thousands of Pascals (measurement of pressure)
KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt hour
LAS	Log ASCII Standard
LKG	Lowest Known Gas
LKH	Lowest Known Hydrocarbons
LKO	Lowest Known Oil
LNG	Liquefied Natural Gas
LoF	Life of Field
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LTI	Lost Time Injury
LWD	Logging while drilling
m	Metres
M	Thousand
m^3	Cubic metres

Mcf or Mscf	Thousand standard cubic feet
MCM	Management Committee Meeting
MMcf or MMscf	Million standard cubic feet
m^3/d	Cubic metres per day
mD	Measure of Permeability in millidarcies
MD	Measured Depth
MDT	Modular Dynamic Tester
Mean	Arithmetic average of a set of numbers
Median	Middle value in a set of values
MFT	Multi Formation Tester
mg/l	milligrams per litre
MJ	Megajoules (One Million Joules)
Mm^3	Thousand Cubic metres
Mm^3/d	Thousand Cubic metres per day
MM	Million
MMm^3	Million Cubic metres
MMm^3/d	Million Cubic metres per day
MMBbl	Millions of barrels
MMBTU	Millions of British Thermal Units
Mode	Value that exists most frequently in a set of values = most likely
Mscfd	Thousand standard cubic feet per day
MMscfd	Million standard cubic feet per day
MW	Megawatt
MWD	Measuring While Drilling
MWh	Megawatt hour
mya	Million years ago
NGL	Natural Gas Liquids
N_2	Nitrogen
NTG	Net/Gross Ratio
NPV	Net Present Value
OBM	Oil Based Mud
OCM	Operating Committee Meeting
ODT	Oil-Down-To
OGIP	Original Gas in Place
OOIP	Original Oil in Place
OPEX	Operating Expenditure
OWC	Oil Water Contact
p.a.	Per annum

Pa	Pascals (metric measurement of pressure)
P&A	Plugged and Abandoned
PDP	Proved Developed Producing
PI	Productivity Index
PIIP	Petroleum Initially-In-Place
PJ	Petajoules (10^{15} Joules)
PSDM	Post Stack Depth Migration
psi	Pounds per square inch
psia	Pounds per square inch absolute
psig	Pounds per square inch gauge
PUD	Proved Undeveloped
PVT	Pressure, Volume and Temperature
P10	10% Probability
P50	50% Probability
P90	90% Probability
Rf	Recovery factor
RFT	Repeat Formation Tester
RT	Rotary Table
R/P	Reserve to Production
R_w	Resistivity of water
SCAL	Special core analysis
cf or scf	Standard Cubic Feet
cfd or scfd	Standard Cubic Feet per day
scf/ton	Standard cubic foot per ton
SL	Straight line (for depreciation)
s_o	Oil Saturation
SPM	Single Point Mooring
SPE	Society of Petroleum Engineers
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers
SPS	Subsea Production System
SS	Subsea
stb	Stock tank barrel
STOIIP	Stock tank oil initially in place
s_w	Water Saturation
T	Tonnes
TD	Total Depth
Te	Tonnes equivalent
THP	Tubing Head Pressure
TJ	Terajoules (10^{12} Joules)
Tscf or Tcf	Trillion standard cubic feet

TCM	Technical Committee Meeting
TOC	Total Organic Carbon
TOP	Take or Pay
Tpd	Tonnes per day
TVD	True Vertical Depth
TVDss	True Vertical Depth Subsea
UFR	Umbilical Flow Lines and Risers
USGS	United States Geological Survey
US$	United States dollar
VLCC	Very Large Crude Carrier
VSP	Vertical Seismic Profiling
WC	Water Cut
WI	Working Interest
WPC	World Petroleum Council
WTI	West Texas Intermediate
wt%	Weight percent

Apêndice VI
Relatório de Reservas Macau

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

This is a digital representation of a DeGolyer and MacNaughton report.

This file is intended to be a manifestation of certain data in the subject report and as such are subject to the same conditions thereof. The information and data contained in this file may be subject to misinterpretation; therefore, the signed and bound copy of this report should be considered the only authoritative source of such information.

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

REPORT
as of
JUNE 30, 2020
on
RESERVES and REVENUE
of
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

TABLE of CONTENTS

Page

FOREWORD 1
Scope of Investigation 1
Authority 3
Source of Information 3
DEFINITION of RESERVES 4
ESTIMATION of RESERVES 7
VALUATION of RESERVES 10
SUMMARY and CONCLUSIONS 14

TABLES
Table 1 – List of Fields Evaluated
Table 2 – Summary of Gross Reserves
Table 3 – Summary of Net Reserves
Table 4 – Projection of Gross Reserves, Aratum Field
Table 5 – Projection of Gross Reserves, Lagoa Aroeira Field
Table 6 – Projection of Gross Reserves, Macau Field
Table 7 – Projection of Gross Reserves, Porto Carão Field
Table 8 – Projection of Gross Reserves, Salina Cristal Field
Table 9 – Projection of Gross Reserves, Serra Field
Table 10 – Projection of Gross Reserves, Sanhaçu Field
Table 11 – Projection of Proved Developed Producing Reserves and Future Net Revenue, All Fields
Table 12 – Projection of Proved Developed Reserves and Future Net Revenue, All Fields
Table 13 – Projection of Total Proved Reserves and Future Net Revenue, All Fields
Table 14 – Projection of Proved-plus-Probable Reserves and Future Net Revenue, All Fields
Table 15 – Projection of Proved-plus-Probable-plus-Possible Reserves and Future Net Revenue, All Fields

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

REPORT
as of
JUNE 30, 2020
on
RESERVES and REVENUE
of
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

FOREWORD

Scope of Investigation

This report presents estimates, as of June 30, 2020, of the extent and value of the proved, probable, and possible oil and gas reserves of certain properties located in the Potiguar Basin, Brazil. SPE 3R Petroleum (3R Petroleum) has represented that it holds interests in the properties evaluated herein as presented in Table 1 of this report.

Estimates of reserves presented in this report have been prepared in accordance with the Petroleum Resources Management System (PRMS) approved in March 2007 and revised in June 2018 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists & Engineers. These reserves definitions are discussed in detail in the Definition of Reserves section of this report

Reserves estimated herein are gross reserves and net reserves. Gross reserves are defined as the total estimated petroleum remaining to be produced from these properties after June 30, 2020. Net reserves are defined as that portion of the gross reserves attributable to the interests held by

3R Petroleum after deducting all interests held by others. 3R Petroleum has advised that the government royalty obligation is paid in cash; therefore, net reserves have not been reduced in consideration of this royalty obligation.

This report presents values for proved, proved-plus-probable, and proved-plus-probable-plus-possible reserves that were estimated using prices, expenses, and costs provided by 3R Petroleum. Prices, expenses, and costs were provided in Brazilian reais (R$) and in United States dollars (U.S.$). All values were estimated in U.S.$, and all prices, expenses, costs, and revenue shown in this report are expressed in U.S.$. A detailed explanation of the forecast price, expense, and cost assumptions is included in the Valuation of Reserves section of this report.

Values for proved developed producing, proved developed, total proved, proved-plus-probable, and proved-plus-probable-plus-possible reserves in this report are expressed in terms of estimated future gross revenue, future net revenue, and present worth. Future gross revenue is defined as that revenue which will accrue to the evaluated interests from the production and sale of the estimated net reserves. Future net revenue is calculated by deducting cash royalties, operating expenses, capital costs, abandonment costs, and Brazilian income taxes from the future gross revenue. Operating expenses include field operating expenses, transportation and processing expenses, and an allocation of overhead that directly relates to production activities. Capital costs include drilling and completion costs and workover costs. Abandonment costs are represented by 3R Petroleum to be inclusive of those costs associated with the removal of equipment, plugging of wells, and reclamation and restoration associated with the abandonment. Present worth is defined as the future net revenue discounted at a specified arbitrary discount rate compounded monthly over the expected period of realization. Present worth should not be construed as fair market value because no consideration was given to additional factors that influence the prices at which properties are bought and sold. In this report, present worth values using a nominal discount rate of 10 percent are reported in detail and values using nominal discount rates of 8, 12, 15, and 20 percent are reported as totals.

Estimates of reserves and revenue should be regarded only as estimates that may change as further production history and additional information become available. Not only are such estimates based on that information which is currently available, but such estimates are also subject to the

uncertainties inherent in the application of judgmental factors in interpreting such information.

Authority — This report was authorized by Mr. Ricardo Savini, Chief Executive Officer from SPE 3R Petroleum.

Source of Information — Information used in the preparation of this report was obtained from 3R Petroleum. In the preparation of this report we have relied, without independent verification, upon information furnished by 3R Petroleum with respect to the property interests being evaluated, production from such properties, current costs of operation and development, current prices for production, agreements relating to current and future operations and sale of production, and various other information and data that were accepted as represented. A field examination was not considered necessary for the purposes of this report.

DEFINITION of RESERVES

Estimates of proved, probable, and possible reserves presented in this report have been prepared in accordance with the PRMS approved in March 2007 and revised in June 2018 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists & Engineers. The petroleum reserves are defined as follows:

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

> *Proved Reserves* are those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations. If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.
>
> *Probable Reserves* are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves. It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.

Possible Reserves are those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves. The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.

Once projects satisfy commercial maturity, the associated quantities are classified as Reserves. These quantities may be allocated to the following subdivisions based on the funding and operational status of wells and associated facilities within the reservoir development plan:

Developed Reserves are quantities expected to be recovered from existing wells and facilities. Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.

Developed Producing Reserves are expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate. Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.

Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe reserves. Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can

be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future significant investments. Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

The extent to which probable and possible reserves ultimately may be recategorized as proved reserves is dependent upon future drilling, testing, and well performance. The degree of risk to be applied in evaluating probable and possible reserves is influenced by economic and technological factors as well as the time element. Estimates of probable and possible reserves in this report have not been adjusted in consideration of these additional risks to make them comparable to estimates of proved reserves.

ESTIMATION of RESERVES

Estimates of reserves were prepared by the use of appropriate geologic, petroleum engineering, and evaluation principles and techniques that are in accordance with practices generally recognized by the petroleum industry and in accordance with definitions established by the PRMS. The method or combination of methods used in the analysis of each reservoir was tempered by experience with similar reservoirs, stage of development, quality and completeness of basic data, and production history.

Based on the current stage of field development, production performance, the development plans provided by 3R Petroleum, and analyses of areas offsetting existing wells with test or production data, reserves were categorized as proved, probable, or possible.

The proved undeveloped reserves estimates were based on opportunities identified in the plan of development provided by 3R Petroleum. Proved developed non-producing reserves include those quantities associated with behind-pipe zones, production optimization of active wells, and the reactivation of shut-in wells and include minor remaining capital expenditure as compared to the cost of a new well.

3R Petroleum has represented that its senior management is committed to the development plans provided by 3R Petroleum and that 3R Petroleum has the financial capability to execute these development plans, including the drilling and completion of wells and the installation of equipment and facilities.

For depletion-type reservoirs or those whose performance disclosed a reliable decline in producing-rate trends or other diagnostic characteristics, reserves were estimated by the application of appropriate decline curves or other performance relationships.

In the evaluation of non-producing and undeveloped reserves, type-well analysis was performed using well data from analogous reservoirs for which more complete historical performance data were available.

3R Petroleum has advised that it has reasonable certainty that the extensions of the concessions of all properties will be obtained. In Brazil, a 27-year concession extension is granted as determined by the National Petroleum Agency (ANP) if certain conditions are met by the company operating the concession. 3R Petroleum has respresented that it will meet the conditions required by the ANP to obtain the concession extensions. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or to the expiration date of the concession extensions as advised by 3R Petroleum, whichever occurs first.

Data provided by 3R Petroleum from wells drilled through June 30, 2020, and made available for this evaluation were used to prepare the reserves estimates herein. These reserves estimates were based on consideration of monthly production data available only through May 31, 2020. Estimated cumulative production, as of June 30, 2020, was deducted from the estimated gross ultimate recovery to estimate gross reserves. This required that production be estimated for up to 1 month.

Oil reserves estimated herein are to be recovered by normal field separation and are expressed in thousands of barrels (10^3bbl). In these estimates, 1 barrel equals 42 United States gallons.

Gas quantities estimated herein are expressed as sales gas. Sales gas is defined as the total gas to be produced from the reservoirs, measured at the point of delivery, after reduction for fuel usage, flare, and shrinkage resulting from field separation and processing. Gas quantities are expressed at a temperature base of 20 degrees Celsius (°C) and at a pressure base of 1 kilogram per square centimeter (kg/cm^2). Gas quantities included in this report are expressed in millions of cubic feet (10^6ft^3).

Gas quantities are identified by the type of reservoir from which the gas will be produced. Nonassociated gas is gas at initial reservoir conditions with no crude oil present in the reservoir. Associated gas includes both gas-cap gas and solution gas. Gas-cap gas is gas at initial reservoir conditions and is in communication with an underlying crude oil zone. Solution gas is gas dissolved in crude oil at initial reservoir conditions. Gas quantities reported herein are associated and nonassociated gas.

The reserves presented herein are associated with the represented development plan provided by 3R Petroleum for all of the evaluated fields, collectively known as the Macau Cluster. Incremental quantities over the proved reserves associated with better performance of the producing wells and over the proved and probable reserves associated with the incremental activities were considered in the estimation of probable and possible reserves in the fields evaluated for this report.

The estimated gross and net proved, probable, and possible oil and gas reserves of the properties evaluated are shown by field in Table 2 and 3, respectively. Production forecasts of the gross proved developed producing, proved developed, total proved, proved-plus-probable, and proved-plus-probable-plus-possible oil and gas reserves for each field are shown in Tables 4 through 10.

VALUATION of RESERVES

Revenue values in this report were estimated using forecast prices, expenses, and costs provided by 3R Petroleum.

In this report, values for proved, proved-plus-probable, and proved-plus-probable-plus-possible reserves were based on projections of estimated future production and revenue prepared for these properties with no risk adjustment applied to the probable and possible reserves. Probable and possible reserves involve substantially higher risk than proved reserves. Revenue values associated with proved-plus-probable and proved-plus-probable-plus-possible reserves have not been adjusted to account for such risks; this adjustment would be necessary in order to make values associated with probable and possible reserves comparable to values associated with proved reserves.

Estimates of future net revenue have been made in accordance with Brazilian Law n° 9,478, the Petroleum Law of 1997. The fiscal terms outlined in the Petroleum Law and assessable to 3R Petroleum as well as other economic assumptions used in this evaluation are presented as follows:

Brazilian Fiscal Terms

The Petroleum Law of 1997 affords the Brazilian Government three elements of government take: 1) Petroleum levies consisting of royalties, a special participation fee, and surface rentals; 2) direct taxes, which are levied through the financial transaction tax, the corporate income tax, and two social contribution taxes; and 3) indirect taxes, which are levies on equipment and services used by companies engaged in exploration and production activities.

Cash Royalties

The estimated royalties are to be paid in cash and are included in Royalties Paid in Cash in the tables of this report. The royalty rate in Brazil varies by field between 5 and 10 percent. Specific field royalty rates were provided by 3R Petroleum. In addition to the royalty, there is a 1-percent landlord fee payable to the

landowners where onshore fields are located. As advised by 3R Petroleum, the fields pay a 10-percent federal royalty.

Oil royalty is assessed on the market value of the oil, which is defined as the greater of the sales price or the market valuation as determined by the Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). For purposes of this evaluation, the royalty value was assumed to equal the market value of the oil.

Special Participation Fee

The special participation fee (SPF) is a tax assessed at the field level on a sliding-scale basis that varies depending on the location of the field (onshore or offshore), water depth, level of production, and number of years on production. For the fields evaluated herein, SPF tax is zero, according to 3R Petroleum.

Brazilian Income Tax

Corporate income tax in Brazil is assessed on a consolidated entity basis at a statutory rate of 34 percent. This rate consists of the base tax rate of 15 percent, a surtax of 10 percent, and a social contribution component of 9 percent.

Social Contribution Taxes

3R Petroleum has advised that it is not liable for social contribution taxes.

Oil Prices

An oil price forecast provided by 3R Petroleum was used in this evaluation. The forecast prices are shown in the following table, expressed in United States dollars per barrel (U.S.$/bbl):

Year	Oil Price (U.S.$/bbl)
2020	42.22
2021	46.46
2022	48.10
2023	49.63
2024	50.93
2025	52.15
2026	53.37
2027	54.74
2028	56.18
2029 and forward	56.96

Gas Prices

A gas price forecast provided by 3R Petroleum was used in this evaluation. The forecast prices are shown in the following table, expressed in United States dollars per thousand cubic feet (U.S.$/$10^3$ft^3):

Year	Gas Price (U.S.$/$10^3$ft^3)
2020	0.63
2021	0.70
2022	0.72
2023	0.74
2024	0.76
2025	0.78
2026	0.80
2027	0.82
2028	0.84
2029 and forward	0.85

Operating Expenses, Capital Costs, and Abandonment costs

Estimates of future operating expenses and capital costs were based on information provided by 3R Petroleum. This information included projected costs related to the respective field work programs and expected operating costs. Future

operating expenses, either higher or lower than current expenses, may have been estimated to account for changes in operating conditions or to conform to the field activity level that corresponds to the reserves case. Abandonment are those costs associated with the removal of equipment, the plugging of wells, and reclamation and restoration costs associated with abandonment. Estimates of capital costs were projected in constant 2020 U.S.$ terms. No general escalation that might result from inflation has been applied to projected operating expenses. Operating expenses, capital costs, and abandonment costs were considered, as appropriate, in determining the economic viability of non-producing and undeveloped reserves estimated herein.

Exchange Rate

3R Petroleum provided an exchange rate of R$5.33 per U.S.$1.00 that has been used herein.

Future oil and gas producing rates estimated for this report were based on information provided by 3R Petroleum, or on actual rates considering the most recent production figures available. Production forecasts and revenue values were estimated for the proved developed producing, proved developed, total proved, proved-plus-probable, and proved-plus-probable-plus-possible reserves.

Projections of future net revenue for the proved developed producing, proved developed, total proved, proved-plus-probable, and proved-plus-probable-plus-possible reserves are presented in Tables 11 through 15.

SUMMARY and CONCLUSIONS

This report presents estimates of the proved, probable, and possible oil and gas reserves of certain fields in Brazil in which 3R Petroleum has represented it holds an interest.

The estimated net proved, probable, and possible reserves, as of June 30, 2020, of the properties evaluated herein are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl) and millions of cubic feet (10^6ft^3):

	Net Reserves	
Reserves Category	**Oil (10^3bbl)**	**Sales Gas (10^6ft^3)**
Proved		
Developed Producing	19,254.88	9,936.75
Developed Non-Producing	8,460.16	1,069.63
Total Proved Developed	**27,715.04**	**11,006.38**
Proved Undeveloped	12,261.37	3,579.03
Total Proved	**39,976.41**	**14,585.41**
Probable	4,969.88	2,025.59
Proved plus Probable	**44,946.29**	**16,611.00**
Possible	5,429.68	567.85
Proved plus Probable plus Possible	**50,375.97**	**17,178.85**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or to the expiration dates of the concession extensions as advised by 3R Petroleum, whichever occurs first.
3. Projected technical forecasts and estimated economic limits are estimated to occur after the expiration dates of the concession agreements. 3R Petroleum has represented that it will meet the conditions required by ANP to obtain concession extensions. Based on this representation, and at 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

The estimated future net revenue and present worth at a discount rate of 10 percent attributable to 3R Petroleum's interest in the proved, proved-plus-probable, and proved-plus-probable-plus-possible reserves, as of June 30, 2020, of the properties evaluated under the economic assumptions described herein are summarized as follows, expressed in thousands of United States dollars (10^3U.S.$):

Category	Future Net Revenue (10^3U.S.$)	Present Worth at 10 Percent (10^3U.S.$)
Proved Developed Producing	407,346.82	190,281.70
Proved Developed	638,340.80	300,554.51
Total Proved	906,709.72	408,217.31
Proved plus Probable	1,018,463.99	441,122.82
Proved plus Probable plus Possible	1,138,159.55	492,441.93

Notes: Values for probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to values associated with proved reserves.

While the oil and gas industry may be subject to regulatory changes from time to time that could affect an industry participant's ability to recover its reserves, we are not aware of any such governmental actions which would restrict the recovery of the June 30, 2020, estimated reserves.

DeGolyer and MacNaughton is an independent petroleum engineering consulting firm that has been providing petroleum consulting services throughout the world since 1936. Our fees were not contingent on the results of our evaluation. This report has been prepared at the request of 3R Petroleum. DeGolyer and MacNaughton has used all assumptions, procedures, data, and methods that it considers necessary to prepare this report.

Submitted,

DeGolyer and MacNaughton

DeGOLYER and MacNAUGHTON
Texas Registered Engineering Firm F-716

SIGNED: August 4, 2020

Federico Dordoni, P.E.

Federico Dordoni, P.E.
Vice President
DeGolyer and MacNaughton

TABLE 1
LIST of FIELDS EVALUATED
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

Basin Field	Working Interest (%)	Concession Expiration Date	Extension of the Concession Expiration Date
Potiguar			
Aratum	100%	August 25, 2025	August 25, 2052
Lagoa Aroeira	100%	August 25, 2025	August 25, 2052
Macau	100%	August 25, 2025	August 25, 2052
Porto Carão	100%	August 25, 2025	August 25, 2052
Salina Cristal	100%	August 25, 2025	August 25, 2052
Serra	100%	August 25, 2025	August 25, 2052
Sanhaçu	50%	November 26, 2036	November 26, 2063

Notes:

1. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.
2. Projected forecasts and estimated economic limits occur beyond the expiration of the concession agreements. SPE 3R PEtroleum has represented that it will meet the conditions required by the National Petroleum Agency (ANP) to obtain concession extensions. Based on this representation, and at SPE 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

TABLE 2
SUMMARY of GROSS RESERVES
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Probable		Possible	
Field	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
Aratum	0.00	0.00	906.87	180.11	906.87	180.11	0.00	0.00	906.87	180.11	81.66	16.26	180.10	35.74
Lagoa Aroeira	606.95	0.00	0.00	0.00	606.95	0.00	0.00	0.00	606.95	0.00	86.74	0.00	47.53	0.00
Macau	174.69	82.56	213.91	101.14	388.60	183.70	522.23	246.87	910.83	430.57	80.50	38.04	11.74	5.58
Porto Carão	750.96	0.00	0.00	0.00	750.96	0.00	199.56	0.00	950.52	0.00	248.52	0.00	184.41	0.00
Salina Cristal	7,082.27	725.02	1,544.70	71.86	8,626.97	796.88	1,119.65	52.10	9,746.62	848.98	722.34	33.61	177.23	8.23
Serra	10,436.66	754.03	5,786.08	418.00	16,222.74	1,172.03	10,346.72	747.50	26,569.46	1,919.53	3,702.64	267.50	4,824.57	348.54
Sanhaçu	406.65	16,750.31	17.25	596.93	423.90	17,347.24	146.43	5,065.08	570.33	22,412.32	94.93	3,338.16	8.32	341.69
Total	**19,458.18**	**18,311.92**	**8,468.81**	**1,368.04**	**27,926.99**	**19,679.96**	**12,334.59**	**6,111.55**	**40,261.58**	**25,791.51**	**5,017.33**	**3,693.57**	**5,433.90**	**739.78**

Note: Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 3
SUMMARY of NET RESERVES
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Probable		Possible	
Field	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
Aratum	0.00	0.00	906.87	180.11	906.87	180.11	0.00	0.00	906.87	180.11	81.66	16.26	180.10	35.74
Lagoa Aroeira	606.95	0.00	0.00	0.00	606.95	0.00	0.00	0.00	606.95	0.00	86.74	0.00	47.53	0.00
Macau	174.69	82.56	213.91	101.14	388.60	183.70	522.23	246.87	910.83	430.57	80.50	38.04	11.74	5.58
Porto Carão	750.96	0.00	0.00	0.00	750.96	0.00	199.56	0.00	950.52	0.00	248.52	0.00	184.41	0.00
Salina Cristal	7,082.27	725.02	1,544.70	71.86	8,626.97	796.88	1,119.65	52.10	9,746.62	848.98	722.34	33.91	177.23	8.23
Serra	10,436.67	754.02	5,786.07	418.03	16,222.74	1,172.05	10,346.71	747.52	26,569.45	1,919.57	3,702.65	267.80	4,824.51	347.45
Sanhaçu	203.34	8,375.15	8.61	298.49	211.95	8,673.64	73.22	2,532.54	285.17	11,206.18	47.47	1,669.58	4.16	170.85
Total	**19,254.88**	**9,936.75**	**8,460.16**	**1,069.63**	**27,715.04**	**11,006.38**	**12,261.37**	**3,579.03**	**39,976.41**	**14,585.41**	**4,969.88**	**2,025.59**	**5,429.68**	**567.85**

Note: Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 4
GROSS PRODUCTION FORECASTS
as of
JUNE 30, 2020
for the
ARATUM FIELD
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Proved plus Probable		Proved plus Probable plus Possible	
Year	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
2020 (6 months)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	0.00	0.00	32.19	6.39	32.19	6.39	0.00	0.00	32.19	6.39	33.87	6.73	37.21	7.39
2022	0.00	0.00	45.98	9.13	45.98	9.13	0.00	0.00	45.98	9.13	48.57	9.65	53.77	10.68
2023	0.00	0.00	43.81	8.70	43.81	8.70	0.00	0.00	43.81	8.70	46.49	9.23	51.91	10.31
2024	0.00	0.00	41.94	8.33	41.94	8.33	0.00	0.00	41.94	8.33	44.69	8.88	50.30	9.99
2025	0.00	0.00	40.02	7.95	40.02	7.95	0.00	0.00	40.02	7.95	42.79	8.50	48.53	9.64
2026	0.00	0.00	38.35	7.62	38.35	7.62	0.00	0.00	38.35	7.62	41.16	8.18	47.00	9.34
2027	0.00	0.00	36.82	7.31	36.82	7.31	0.00	0.00	36.82	7.31	39.64	7.87	45.56	9.05
2028	0.00	0.00	35.50	7.05	35.50	7.05	0.00	0.00	35.50	7.05	38.33	7.61	44.32	8.80
2029	0.00	0.00	34.09	6.77	34.09	6.77	0.00	0.00	34.09	6.77	36.91	7.33	42.92	8.53
2030	0.00	0.00	32.87	6.53	32.87	6.53	0.00	0.00	32.87	6.53	35.68	7.09	41.71	8.29
2031	0.00	0.00	31.73	6.30	31.73	6.30	0.00	0.00	31.73	6.30	34.52	6.86	40.57	8.06
2032	0.00	0.00	30.75	6.11	30.75	6.11	0.00	0.00	30.75	6.11	33.53	6.66	39.59	7.86
2033	0.00	0.00	29.67	5.89	29.67	5.89	0.00	0.00	29.67	5.89	32.42	6.44	38.45	7.64
2034	0.00	0.00	28.73	5.71	28.73	5.71	0.00	0.00	28.73	5.71	31.46	6.25	37.47	7.44
2035	0.00	0.00	27.85	5.53	27.85	5.53	0.00	0.00	27.85	5.53	30.56	6.07	36.54	7.26
2036	0.00	0.00	27.10	5.38	27.10	5.38	0.00	0.00	27.10	5.38	29.78	5.92	35.75	7.10
2037	0.00	0.00	26.25	5.21	26.25	5.21	0.00	0.00	26.25	5.21	28.89	5.74	34.81	6.91
2038	0.00	0.00	25.51	5.07	25.51	5.07	0.00	0.00	25.51	5.07	28.13	5.59	34.00	6.75
2039	0.00	0.00	24.81	4.93	24.81	4.93	0.00	0.00	24.81	4.93	27.40	5.44	33.23	6.60
2040	0.00	0.00	24.22	4.81	24.22	4.81	0.00	0.00	24.22	4.81	26.78	5.32	32.58	6.47
2041	0.00	0.00	23.53	4.67	23.53	4.67	0.00	0.00	23.53	4.67	26.05	5.17	31.79	6.31
2042	0.00	0.00	22.93	4.55	22.93	4.55	0.00	0.00	22.93	4.55	25.42	5.05	31.11	6.18
2043	0.00	0.00	22.36	4.44	22.36	4.44	0.00	0.00	22.36	4.44	24.82	4.93	30.46	6.05
2044	0.00	0.00	21.88	4.35	21.88	4.35	0.00	0.00	21.88	4.35	24.32	4.83	29.92	5.94
2045	0.00	0.00	21.31	4.23	21.31	4.23	0.00	0.00	21.31	4.23	23.71	4.71	29.24	5.81
2046	0.00	0.00	20.82	4.14	20.82	4.14	0.00	0.00	20.82	4.14	23.18	4.61	28.67	5.69
2047	0.00	0.00	20.35	4.04	20.35	4.04	0.00	0.00	20.35	4.04	22.69	4.51	28.11	5.58
2048	0.00	0.00	19.96	3.96	19.96	3.96	0.00	0.00	19.96	3.96	22.27	4.42	27.66	5.49
2049	0.00	0.00	19.47	3.87	19.47	3.87	0.00	0.00	19.47	3.87	21.75	4.32	27.07	5.38
2050	0.00	0.00	19.06	3.79	19.06	3.79	0.00	0.00	19.06	3.79	21.31	4.23	26.57	5.28
2051	0.00	0.00	18.67	3.71	18.67	3.71	0.00	0.00	18.67	3.71	20.88	4.15	26.10	5.18
2052	0.00	0.00	18.34	3.64	18.34	3.64	0.00	0.00	18.34	3.64	20.53	4.08	25.71	5.11
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**0.00**	**0.00**	**906.87**	**180.11**	**906.87**	**180.11**	**0.00**	**0.00**	**906.87**	**180.11**	**988.53**	**196.37**	**1168.63**	**232.11**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.
3. Projected forecasts and estimated economic limits occur beyond the expiration of the concession agreements. SPE 3R PEtroleum has represented that it will meet the conditions required by the National Petroleum Agency (ANP) to obtain concession extensions. Based on this representation, and at SPE 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5
GROSS PRODUCTION FORECASTS
as of
JUNE 30, 2020
for the
LAGOA AROEIRA FIELD
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Proved plus Probable		Proved plus Probable plus Possible	
Year	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
2020 (6 months)	15.65	0.00	0.00	0.00	15.65	0.00	0.00	0.00	15.65	0.00	16.44	0.00	18.12	0.00
2021	29.97	0.00	0.00	0.00	29.97	0.00	0.00	0.00	29.97	0.00	31.73	0.00	34.86	0.00
2022	28.63	0.00	0.00	0.00	28.63	0.00	0.00	0.00	28.63	0.00	30.61	0.00	33.52	0.00
2023	27.40	0.00	0.00	0.00	27.40	0.00	0.00	0.00	27.40	0.00	29.57	0.00	32.27	0.00
2024	26.34	0.00	0.00	0.00	26.34	0.00	0.00	0.00	26.34	0.00	28.67	0.00	31.20	0.00
2025	25.23	0.00	0.00	0.00	25.23	0.00	0.00	0.00	25.23	0.00	27.68	0.00	30.03	0.00
2026	24.27	0.00	0.00	0.00	24.27	0.00	0.00	0.00	24.27	0.00	26.82	0.00	29.02	0.00
2027	23.37	0.00	0.00	0.00	23.37	0.00	0.00	0.00	23.37	0.00	26.01	0.00	28.08	0.00
2028	22.60	0.00	0.00	0.00	22.60	0.00	0.00	0.00	22.60	0.00	25.32	0.00	27.27	0.00
2029	21.77	0.00	0.00	0.00	21.77	0.00	0.00	0.00	21.77	0.00	24.53	0.00	26.36	0.00
2030	21.04	0.00	0.00	0.00	21.04	0.00	0.00	0.00	21.04	0.00	23.85	0.00	25.57	0.00
2031	20.37	0.00	0.00	0.00	20.37	0.00	0.00	0.00	20.37	0.00	23.21	0.00	24.84	0.00
2032	19.78	0.00	0.00	0.00	19.78	0.00	0.00	0.00	19.78	0.00	22.66	0.00	24.20	0.00
2033	19.13	0.00	0.00	0.00	19.13	0.00	0.00	0.00	19.13	0.00	22.02	0.00	23.47	0.00
2034	18.57	0.00	0.00	0.00	18.57	0.00	0.00	0.00	18.57	0.00	21.46	0.00	22.85	0.00
2035	18.03	0.00	0.00	0.00	18.03	0.00	0.00	0.00	18.03	0.00	20.94	0.00	22.25	0.00
2036	17.58	0.00	0.00	0.00	17.58	0.00	0.00	0.00	17.58	0.00	20.49	0.00	21.75	0.00
2037	17.05	0.00	0.00	0.00	17.05	0.00	0.00	0.00	17.05	0.00	19.96	0.00	21.15	0.00
2038	16.60	0.00	0.00	0.00	16.60	0.00	0.00	0.00	16.60	0.00	19.51	0.00	20.64	0.00
2039	16.18	0.00	0.00	0.00	16.18	0.00	0.00	0.00	16.18	0.00	19.07	0.00	20.15	0.00
2040	15.81	0.00	0.00	0.00	15.81	0.00	0.00	0.00	15.81	0.00	18.70	0.00	19.74	0.00
2041	15.38	0.00	0.00	0.00	15.38	0.00	0.00	0.00	15.38	0.00	18.25	0.00	19.24	0.00
2042	15.01	0.00	0.00	0.00	15.01	0.00	0.00	0.00	15.01	0.00	17.87	0.00	18.81	0.00
2043	14.66	0.00	0.00	0.00	14.66	0.00	0.00	0.00	14.66	0.00	17.50	0.00	18.41	0.00
2044	14.36	0.00	0.00	0.00	14.36	0.00	0.00	0.00	14.36	0.00	17.20	0.00	18.07	0.00
2045	14.00	0.00	0.00	0.00	14.00	0.00	0.00	0.00	14.00	0.00	16.81	0.00	17.64	0.00
2046	13.70	0.00	0.00	0.00	13.70	0.00	0.00	0.00	13.70	0.00	16.48	0.00	17.28	0.00
2047	13.40	0.00	0.00	0.00	13.40	0.00	0.00	0.00	13.40	0.00	16.17	0.00	16.94	0.00
2048	13.16	0.00	0.00	0.00	13.16	0.00	0.00	0.00	13.16	0.00	15.91	0.00	16.65	0.00
2049	12.85	0.00	0.00	0.00	12.85	0.00	0.00	0.00	12.85	0.00	15.58	0.00	16.29	0.00
2050	12.59	0.00	0.00	0.00	12.59	0.00	0.00	0.00	12.59	0.00	15.30	0.00	15.98	0.00
2051	12.34	0.00	0.00	0.00	12.34	0.00	0.00	0.00	12.34	0.00	15.02	0.00	15.68	0.00
2052	10.13	0.00	0.00	0.00	10.13	0.00	0.00	0.00	10.13	0.00	12.35	0.00	12.89	0.00
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**606.95**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**606.95**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**606.95**	**0.00**	**693.69**	**0.00**	**741.22**	**0.00**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.
3. Projected forecasts and estimated economic limits occur beyond the expiration of the concession agreements. SPE 3R PEtroleum has represented that it will meet the conditions required by the National Petroleum Agency (ANP) to obtain concession extensions. Based on this representation, and at SPE 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 6
GROSS PRODUCTION FORECASTS
as of
JUNE 30, 2020
for the
MACAU FIELD
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Proved plus Probable		Proved plus Probable plus Possible	
Year	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
2020 (6 months)	5.16	2.44	0.00	0.00	5.16	2.44	0.00	0.00	5.16	2.44	5.65	2.67	5.71	2.70
2021	9.99	4.72	0.00	0.00	9.99	4.72	0.00	0.00	9.99	4.72	11.00	5.20	11.15	5.27
2022	9.69	4.58	44.49	21.03	54.18	25.61	0.00	0.00	54.18	25.61	55.24	26.11	55.42	26.20
2023	9.39	4.44	76.84	36.32	86.23	40.76	0.00	0.00	86.23	40.76	87.32	41.28	87.53	41.38
2024	9.14	4.32	33.59	15.88	42.73	20.20	62.20	29.40	104.93	49.60	106.06	50.14	106.30	50.25
2025	8.86	4.19	15.95	7.54	24.81	11.73	55.17	26.08	79.98	37.81	81.13	38.35	81.39	38.48
2026	8.62	4.07	6.86	3.25	15.48	7.32	48.93	23.13	64.41	30.45	65.59	31.00	65.87	31.14
2027	8.38	3.96	3.64	1.72	12.02	5.68	43.40	20.52	55.42	26.20	56.62	26.77	56.93	26.91
2028	8.19	3.87	3.28	1.55	11.47	5.42	38.49	18.20	49.96	23.62	51.18	24.19	51.51	24.35
2029	7.96	3.76	2.98	1.41	10.94	5.17	34.14	16.14	45.08	21.31	46.31	21.89	46.65	22.05
2030	7.76	3.67	2.74	1.29	10.50	4.96	30.28	14.32	40.78	19.28	42.02	19.87	42.38	20.04
2031	7.57	3.58	2.52	1.19	10.09	4.77	26.86	12.70	36.95	17.47	38.21	18.06	38.58	18.24
2032	7.41	3.50	2.34	1.11	9.75	4.61	23.82	11.26	33.57	15.87	34.84	16.47	35.23	16.65
2033	7.22	3.41	2.18	1.03	9.40	4.44	21.13	9.99	30.53	14.43	31.80	15.03	32.20	15.22
2034	7.05	3.33	2.06	0.98	9.11	4.31	18.73	8.85	27.84	13.16	29.12	13.77	29.53	13.96
2035	6.90	3.26	1.92	0.91	8.82	4.17	16.62	7.86	25.44	12.03	26.72	12.63	27.14	12.83
2036	6.77	3.20	1.81	0.86	8.58	4.06	14.74	6.96	23.32	11.02	24.61	11.63	25.04	11.84
2037	6.60	3.12	1.73	0.82	8.33	3.94	13.07	6.17	21.40	10.11	22.68	10.72	23.12	10.93
2038	6.47	3.06	1.64	0.77	8.11	3.83	11.59	5.48	19.70	9.31	20.98	9.92	21.43	10.13
2039	6.33	2.99	1.56	0.74	7.89	3.73	10.28	4.86	18.17	8.59	19.46	9.20	19.91	9.41
2040	6.22	2.94	1.49	0.70	7.71	3.64	9.12	4.32	16.83	7.96	18.12	8.56	18.57	8.78
2041	6.09	2.88	1.41	0.67	7.50	3.55	8.09	3.82	15.59	7.37	16.87	7.98	17.34	8.20
2042	5.97	2.82	1.36	0.65	7.33	3.47	7.18	3.39	14.51	6.86	15.78	7.46	16.25	7.68
2043	0.95	0.45	1.31	0.62	2.26	1.07	6.36	3.01	8.62	4.08	14.80	6.99	15.27	7.22
2044	0.00	0.00	0.21	0.10	0.21	0.10	5.65	2.67	5.86	2.77	12.89	6.10	13.37	6.32
2045	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.02	2.37	5.02	2.37	11.93	5.64	12.41	5.87
2046	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.55	2.15	4.55	2.15	11.36	5.37	11.84	5.60
2047	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.20	1.99	4.20	1.99	10.90	5.15	11.39	5.38
2048	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.61	1.23	2.61	1.23	9.23	4.36	9.72	4.59
2049	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.50	3.07	6.99	3.31
2050	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.41	3.03	6.90	3.26
2051	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2052	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**174.69**	**82.56**	**213.91**	**101.14**	**388.60**	**183.70**	**522.23**	**246.87**	**910.83**	**430.57**	**991.33**	**468.61**	**1003.07**	**474.19**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.
3. Projected forecasts and estimated economic limits occur beyond the expiration of the concession agreements. SPE 3R PEtroleum has represented that it will meet the conditions required by the National Petroleum Agency (ANP) to obtain concession extensions. Based on this representation, and at SPE 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 7
GROSS PRODUCTION FORECASTS
as of
JUNE 30, 2020
for the
PORTO CARÃO FIELD
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Proved plus Probable		Proved plus Probable plus Possible	
Year	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
2020 (6 months)	18.05	0.00	0.00	0.00	18.05	0.00	0.00	0.00	18.05	0.00	19.72	0.00	21.31	0.00
2021	34.78	0.00	0.00	0.00	34.78	0.00	0.00	0.00	34.78	0.00	38.17	0.00	41.61	0.00
2022	33.49	0.00	0.00	0.00	33.49	0.00	0.00	0.00	33.49	0.00	36.98	0.00	40.77	0.00
2023	32.29	0.00	0.00	0.00	32.29	0.00	5.28	0.00	37.57	0.00	42.99	0.00	47.10	0.00
2024	31.25	0.00	0.00	0.00	31.25	0.00	29.95	0.00	61.20	0.00	85.03	0.00	89.43	0.00
2025	30.12	0.00	0.00	0.00	30.12	0.00	25.78	0.00	55.90	0.00	76.95	0.00	81.59	0.00
2026	29.14	0.00	0.00	0.00	29.14	0.00	22.19	0.00	51.33	0.00	69.99	0.00	74.86	0.00
2027	28.22	0.00	0.00	0.00	28.22	0.00	19.10	0.00	47.32	0.00	63.92	0.00	68.99	0.00
2028	27.43	0.00	0.00	0.00	27.43	0.00	16.44	0.00	43.87	0.00	58.71	0.00	63.96	0.00
2029	26.54	0.00	0.00	0.00	26.54	0.00	14.15	0.00	40.69	0.00	53.98	0.00	59.38	0.00
2030	25.78	0.00	0.00	0.00	25.78	0.00	12.18	0.00	37.96	0.00	49.92	0.00	55.45	0.00
2031	25.05	0.00	0.00	0.00	25.05	0.00	10.49	0.00	35.54	0.00	46.35	0.00	52.01	0.00
2032	24.44	0.00	0.00	0.00	24.44	0.00	9.02	0.00	33.46	0.00	43.29	0.00	49.07	0.00
2033	23.72	0.00	0.00	0.00	23.72	0.00	7.76	0.00	31.48	0.00	40.45	0.00	46.31	0.00
2034	23.10	0.00	0.00	0.00	23.10	0.00	6.69	0.00	29.79	0.00	38.00	0.00	43.95	0.00
2035	22.52	0.00	0.00	0.00	22.52	0.00	5.75	0.00	28.27	0.00	35.84	0.00	41.86	0.00
2036	22.02	0.00	0.00	0.00	22.02	0.00	4.95	0.00	26.97	0.00	33.99	0.00	40.09	0.00
2037	21.43	0.00	0.00	0.00	21.43	0.00	4.26	0.00	25.69	0.00	32.22	0.00	38.36	0.00
2038	20.93	0.00	0.00	0.00	20.93	0.00	3.66	0.00	24.59	0.00	30.69	0.00	36.88	0.00
2039	20.44	0.00	0.00	0.00	20.44	0.00	1.91	0.00	22.35	0.00	27.40	0.00	33.63	0.00
2040	20.04	0.00	0.00	0.00	20.04	0.00	0.00	0.00	20.04	0.00	23.62	0.00	29.90	0.00
2041	19.54	0.00	0.00	0.00	19.54	0.00	0.00	0.00	19.54	0.00	23.09	0.00	29.38	0.00
2042	19.12	0.00	0.00	0.00	19.12	0.00	0.00	0.00	19.12	0.00	22.64	0.00	28.95	0.00
2043	18.71	0.00	0.00	0.00	18.71	0.00	0.00	0.00	18.71	0.00	22.20	0.00	28.53	0.00
2044	18.38	0.00	0.00	0.00	18.38	0.00	0.00	0.00	18.38	0.00	21.85	0.00	28.21	0.00
2045	17.95	0.00	0.00	0.00	17.95	0.00	0.00	0.00	17.95	0.00	21.38	0.00	27.74	0.00
2046	17.60	0.00	0.00	0.00	17.60	0.00	0.00	0.00	17.60	0.00	21.00	0.00	27.35	0.00
2047	17.25	0.00	0.00	0.00	17.25	0.00	0.00	0.00	17.25	0.00	20.62	0.00	26.98	0.00
2048	16.97	0.00	0.00	0.00	16.97	0.00	0.00	0.00	16.97	0.00	20.32	0.00	26.69	0.00
2049	16.60	0.00	0.00	0.00	16.60	0.00	0.00	0.00	16.60	0.00	19.91	0.00	26.27	0.00
2050	16.30	0.00	0.00	0.00	16.30	0.00	0.00	0.00	16.30	0.00	19.58	0.00	25.92	0.00
2051	16.00	0.00	0.00	0.00	16.00	0.00	0.00	0.00	16.00	0.00	19.25	0.00	25.59	0.00
2052	15.76	0.00	0.00	0.00	15.76	0.00	0.00	0.00	15.76	0.00	18.99	0.00	25.33	0.00
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**750.96**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**750.96**	**0.00**	**199.56**	**0.00**	**950.52**	**0.00**	**1199.04**	**0.00**	**1383.45**	**0.00**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.
3. Projected forecasts and estimated economic limits occur beyond the expiration of the concession agreements. SPE 3R PEtroleum has represented that it will meet the conditions required by the National Petroleum Agency (ANP) to obtain concession extensions. Based on this representation, and at SPE 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 8
GROSS PRODUCTION FORECASTS
as of
JUNE 30, 2020
for the
SALINA CRISTAL FIELD
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Proved plus Probable		Proved plus Probable plus Possible	
Year	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
2020 (6 months)	250.14	230.47	0.00	0.00	250.14	230.47	0.00	0.00	250.14	230.47	257.35	230.81	257.49	230.81
2021	476.44	231.77	215.79	10.04	692.23	241.81	0.00	0.00	692.23	241.81	705.72	242.43	706.50	242.47
2022	452.33	97.40	292.28	13.60	744.61	111.00	0.00	0.00	744.61	111.00	757.16	111.58	758.47	111.64
2023	430.51	47.85	251.92	11.72	682.43	59.57	151.09	7.03	833.52	66.60	894.09	69.42	895.85	69.50
2024	411.76	29.31	211.27	9.83	623.03	39.14	251.21	11.69	874.24	50.83	1028.92	58.02	1031.05	58.12
2025	392.51	21.94	105.47	4.91	497.98	26.85	186.10	8.66	684.08	35.51	800.83	40.94	803.24	41.06
2026	375.91	17.81	86.35	4.02	462.26	21.83	137.87	6.41	600.13	28.24	688.70	32.36	691.34	32.49
2027	360.64	16.78	70.70	3.29	431.34	20.07	102.13	4.75	533.47	24.82	601.08	27.97	603.91	28.10
2028	347.48	16.17	57.89	2.69	405.37	18.86	75.66	3.52	481.03	22.38	533.03	24.80	536.03	24.94
2029	333.48	15.52	47.39	2.20	380.87	17.72	56.05	2.61	436.92	20.33	477.25	22.21	480.36	22.35
2030	321.37	0.00	38.81	1.81	360.18	1.81	41.52	1.93	401.70	3.74	433.32	5.21	436.53	5.36
2031	310.11	0.00	31.77	1.48	341.88	1.48	30.76	1.43	372.64	2.91	397.74	4.08	401.03	4.23
2032	300.41	0.00	26.01	1.21	326.42	1.21	22.79	1.06	349.21	2.27	369.44	3.21	372.79	3.37
2033	289.75	0.00	21.30	0.99	311.05	0.99	16.88	0.79	327.93	1.78	344.45	2.55	347.85	2.70
2034	280.55	0.00	17.43	0.81	297.98	0.81	12.51	0.58	310.49	1.39	324.23	2.03	327.65	2.19
2035	271.90	0.00	14.28	0.66	286.18	0.66	9.26	0.44	295.44	1.10	307.07	1.64	310.51	1.80
2036	264.48	0.00	11.69	0.54	276.17	0.54	6.86	0.32	283.03	0.86	293.06	1.33	296.53	1.49
2037	256.09	0.00	9.56	0.45	265.65	0.45	5.09	0.23	270.74	0.68	279.50	1.09	282.97	1.25
2038	248.85	0.00	7.84	0.36	256.69	0.36	3.76	0.18	260.45	0.54	268.26	0.90	271.72	1.06
2039	242.01	0.00	6.42	0.30	248.43	0.30	2.79	0.13	251.22	0.43	258.27	0.76	261.73	0.92
2040	236.17	0.00	5.26	0.24	241.43	0.24	2.06	0.10	243.49	0.34	249.96	0.64	253.42	0.80
2041	229.38	0.00	4.31	0.20	233.69	0.20	1.53	0.07	235.22	0.27	182.67	-2.17	244.63	0.71
2042	0.00	0.00	3.52	0.16	3.52	0.16	1.14	0.06	4.66	0.22	5.31	0.25	63.04	2.93
2043	0.00	0.00	2.93	0.14	2.93	0.14	0.84	0.04	3.77	0.18	4.25	0.20	4.25	0.20
2044	0.00	0.00	2.49	0.12	2.49	0.12	0.62	0.02	3.11	0.14	3.47	0.16	3.47	0.16
2045	0.00	0.00	1.94	0.09	1.94	0.09	0.46	0.02	2.40	0.11	2.67	0.12	2.67	0.12
2046	0.00	0.00	0.08	0.00	0.08	0.00	0.36	0.02	0.44	0.02	0.64	0.03	0.64	0.03
2047	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.01	0.27	0.01	0.43	0.02	0.43	0.02
2048	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.04	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00
2049	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2050	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2051	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2052	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**7082.27**	**725.02**	**1544.70**	**71.86**	**8626.97**	**796.88**	**1119.65**	**52.10**	**9746.62**	**848.98**	**10468.96**	**882.59**	**10646.19**	**890.82**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.
3. Projected forecasts and estimated economic limits occur beyond the expiration of the concession agreements. SPE 3R PEtroleum has represented that it will meet the conditions required by the National Petroleum Agency (ANP) to obtain concession extensions. Based on this representation, and at SPE 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 9
GROSS PRODUCTION FORECASTS
as of
JUNE 30, 2020
for the
SERRA FIELD
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Proved plus Probable		Proved plus Probable plus Possible	
Year	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
2020 (6 months)	374.76	27.07	60.07	4.34	434.83	31.41	0.00	0.00	434.83	31.41	445.53	32.19	460.75	33.29
2021	689.92	49.84	363.10	26.24	1053.02	76.08	0.00	0.00	1053.02	76.08	1077.76	77.86	1112.58	80.38
2022	628.52	45.41	662.84	47.89	1291.36	93.30	0.00	0.00	1291.36	93.30	1319.34	95.32	1358.61	98.15
2023	576.59	41.66	580.85	41.96	1157.44	83.62	633.26	45.75	1790.70	129.37	1820.69	131.54	1862.90	134.59
2024	533.56	38.55	484.55	35.00	1018.11	73.55	1265.09	91.40	2283.20	164.95	2314.42	167.21	2358.61	170.40
2025	493.69	35.67	408.48	29.51	902.17	65.18	1475.47	106.59	2377.64	171.77	2409.35	174.07	2454.50	177.33
2026	460.26	33.25	349.56	25.26	809.82	58.51	1235.18	89.23	2045.00	147.74	2320.86	167.67	2366.53	170.97
2027	430.89	31.13	302.36	21.84	733.25	52.97	1010.32	73.00	1743.57	125.97	2150.48	155.36	2337.67	168.89
2028	405.97	29.33	264.53	19.11	670.50	48.44	828.11	59.83	1498.61	108.27	1853.04	133.87	2382.39	172.12
2029	381.70	27.58	232.26	16.78	613.96	44.36	680.17	49.14	1294.13	93.50	1603.05	115.81	2072.62	149.74
2030	360.98	26.08	205.91	14.88	566.89	40.96	559.81	40.44	1126.70	81.40	1396.38	100.88	1806.29	130.50
2031	342.33	24.73	183.73	13.28	526.06	38.01	461.71	33.35	987.77	71.36	1223.54	88.40	1581.92	114.29
2032	326.32	23.58	165.29	11.94	491.61	35.52	381.57	27.56	873.18	63.08	1079.72	78.01	1393.71	100.69
2033	310.07	22.40	148.82	10.75	458.89	33.15	315.97	22.83	774.86	55.98	956.00	69.07	1231.41	88.96
2034	296.07	21.39	134.99	9.75	431.06	31.14	262.18	18.94	693.24	50.08	852.49	61.59	1094.65	79.08
2035	283.25	20.46	123.03	8.89	406.28	29.35	217.96	15.75	624.24	45.10	764.55	55.24	977.97	70.65
2036	272.20	19.66	112.86	8.16	385.06	27.82	181.55	13.12	566.61	40.94	690.61	49.89	879.29	63.52
2037	260.57	18.83	103.48	7.47	364.05	26.30	151.49	10.95	515.54	37.25	625.29	45.17	792.35	57.24
2038	250.53	18.10	95.46	6.90	345.99	25.00	126.64	9.15	472.63	34.15	570.11	41.19	718.56	51.91
2039	241.21	17.43	88.39	6.38	329.60	23.81	106.05	7.66	435.65	31.47	522.50	37.75	654.82	47.31
2040	233.17	16.85	82.32	5.94	315.49	22.79	88.95	6.43	404.44	29.22	482.14	34.83	600.58	43.39
2041	224.44	16.22	76.54	5.52	300.98	21.74	74.73	5.40	375.71	27.14	445.34	32.17	551.56	39.85
2042	216.90	15.67	71.56	5.17	288.46	20.84	62.87	4.54	351.33	25.38	414.02	29.91	509.73	36.83
2043	209.83	15.16	67.09	4.85	276.92	20.01	53.00	3.83	329.92	23.84	386.57	27.93	473.14	34.18
2044	203.75	14.72	63.28	4.57	267.03	19.29	44.72	3.23	311.75	22.52	363.21	26.24	441.93	31.93
2045	196.96	14.23	59.60	4.31	256.56	18.54	37.94	2.74	294.50	21.28	341.34	24.66	413.04	29.84
2046	191.10	13.81	56.36	4.07	247.46	17.88	32.28	2.33	279.74	20.21	322.62	23.31	388.30	28.05
2047	185.56	13.41	50.91	3.67	236.47	17.08	27.96	2.02	264.43	19.10	303.82	21.95	364.24	26.31
2048	180.82	13.06	48.37	3.50	229.19	16.56	22.29	1.61	251.48	18.17	288.09	20.81	344.07	24.86
2049	175.37	12.67	46.07	3.33	221.44	16.00	9.45	0.68	230.89	16.68	265.26	19.16	317.13	22.91
2050	170.68	12.33	44.07	3.18	214.75	15.51	0.00	0.00	214.75	15.51	246.65	17.82	295.58	21.35
2051	166.24	12.01	42.20	3.05	208.44	15.06	0.00	0.00	208.44	15.06	229.02	16.55	275.37	19.89
2052	162.45	11.74	7.15	0.51	169.60	12.25	0.00	0.00	169.60	12.25	188.31	13.60	223.87	16.17
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**10436.66**	**754.03**	**5786.08**	**418.00**	**16222.74**	**1172.03**	**10346.72**	**747.50**	**26569.46**	**1919.53**	**30272.10**	**2187.03**	**35096.67**	**2535.57**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.
3. Projected forecasts and estimated economic limits occur beyond the expiration of the concession agreements. SPE 3R PEtroleum has represented that it will meet the conditions required by the National Petroleum Agency (ANP) to obtain concession extensions. Based on this representation, and at SPE 3R Petroleum's request, the reserves evaluated herein consider the potential concession extensions.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 10
GROSS PRODUCTION FORECASTS
as of
JUNE 30, 2020
for the
SANHAÇU FIELD
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL
for
SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Proved Developed Producing		Proved Developed Non-Producing		Proved Developed		Proved Undeveloped		Total Proved		Proved plus Probable		Proved plus Probable plus Possible	
Year	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)	Oil (10^3bbl)	Sales Gas (10^6ft^3)
2020 (6 months)	28.15	956.04	0.00	0.00	28.15	956.04	0.00	0.00	28.15	956.04	28.71	975.16	29.29	994.66
2021	53.53	1892.52	2.82	103.94	56.35	1996.46	0.00	0.00	56.35	1996.46	57.42	2034.31	58.51	2072.91
2022	50.72	1887.54	10.19	354.55	60.91	2242.09	0.00	0.00	60.91	2242.09	61.92	2279.84	62.96	2318.34
2023	48.18	1882.84	4.04	132.01	52.22	2014.85	0.00	0.00	52.22	2014.85	53.18	2052.51	54.17	2090.92
2024	46.02	1883.54	0.20	6.43	46.22	1889.97	0.00	0.00	46.22	1889.97	47.14	1927.64	48.08	1966.06
2025	43.81	1874.16	0.00	0.00	43.81	1874.16	14.00	484.30	57.81	2358.46	70.38	2800.65	71.28	2838.88
2026	41.91	1870.13	0.00	0.00	41.91	1870.13	27.40	947.92	69.31	2818.05	97.64	3806.50	98.50	3844.66
2027	40.16	1866.29	0.00	0.00	40.16	1866.29	26.33	910.76	66.49	2777.05	93.71	3728.13	94.53	3766.20
2028	38.66	1867.73	0.00	0.00	38.66	1867.73	25.30	875.05	63.96	2742.78	85.94	3513.78	86.73	3551.88
2029	15.51	769.52	0.00	0.00	15.51	769.52	24.31	840.73	39.82	1610.25	40.13	1625.64	40.44	1641.34
2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.35	807.77	23.35	807.77	23.35	807.77	23.35	807.77
2031	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.74	198.55	5.74	198.55	5.74	198.55	5.74	198.55
2032	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2033	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2034	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2035	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2036	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2037	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2038	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2039	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2040	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2041	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2042	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2043	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2044	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2045	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2046	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2047	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2048	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2049	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2050	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2051	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2052	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**406.65**	**16750.31**	**17.25**	**596.93**	**423.90**	**17347.24**	**146.43**	**5065.08**	**570.33**	**22412.32**	**665.26**	**25750.48**	**673.58**	**26092.17**

Notes:
1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Reserves were estimated only to the limits of economic production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or at the end of the concession extensions as advised by SPE 3R Petroleum whichever comes first.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 11
PROJECTION of PROVED DEVELOPED PRODUCING RESERVES and FUTURE NET REVENUE
attributable to interests held by
SPE 3R PETROLEUM
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Gross Production		Net Production		Product Prices		Future					Brazilian	Future	Present
	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Gross Revenue	Cash Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandonment Costs	Income Tax	Net Revenue	Worth at 10 Percent
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(U.S.$/bbl)	(U.S.$/$10^3$ft^3)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)
2020 (6 mos)	691.91	1,216.02	677.85	738.01	42.22	0.63	29,083.69	3,199.24	3,848.72	2,100.00	0.00	7,470.39	12,465.34	12,109.66
2021	1,294.63	2,178.85	1,267.87	1,232.59	46.46	0.70	59,767.86	6,574.48	7,482.08	21,900.00	0.00	15,287.52	8,523.78	7,687.05
2022	1,203.38	2,034.93	1,178.01	1,091.16	48.10	0.72	57,447.92	6,319.28	7,271.93	1,300.00	0.00	14,642.68	27,914.03	22,787.63
2023	1,124.36	1,976.79	1,100.27	1,035.36	49.63	0.74	55,372.42	6,090.92	7,090.15	0.00	0.00	14,076.46	28,114.89	20,776.11
2024	1,058.07	1,955.72	1,035.07	1,013.95	50.93	0.76	53,486.92	5,883.57	6,941.21	0.00	0.00	13,556.53	27,105.61	18,131.64
2025	994.22	1,935.96	972.31	998.88	52.15	0.78	51,484.99	5,663.35	6,791.02	0.00	0.00	13,001.81	26,028.81	15,760.97
2026	940.11	1,925.26	919.14	990.20	53.37	0.80	49,846.66	5,483.17	6,666.74	0.00	0.00	12,548.30	25,148.45	13,784.51
2027	891.66	1,918.16	871.59	985.02	54.74	0.82	48,518.50	5,337.09	6,555.61	0.00	0.00	12,452.77	24,173.03	11,993.90
2028	850.33	1,917.10	831.01	983.23	56.18	0.84	47,512.16	5,226.32	6,464.25	0.00	0.00	12,179.34	23,642.25	10,618.67
2029	786.96	816.38	779.20	431.61	56.96	0.85	44,750.22	4,922.50	6,307.33	0.00	0.00	11,396.93	22,123.46	8,994.66
2030	736.93	29.75	736.94	29.75	56.96	0.85	42,001.22	4,620.11	6,184.80	0.00	0.00	10,606.75	20,589.56	7,577.56
2031	705.43	28.31	705.43	28.31	56.96	0.85	40,205.18	4,422.55	6,110.74	0.00	0.00	10,088.44	19,583.45	6,524.12
2032	678.36	27.08	678.35	27.08	56.96	0.85	38,661.95	4,252.82	6,050.35	0.00	0.00	9,641.99	18,716.79	5,644.35
2033	649.89	25.81	649.88	25.81	56.96	0.85	37,039.28	4,074.29	5,980.18	0.00	0.00	9,174.84	17,809.97	4,861.80
2034	625.34	24.72	625.34	24.72	56.96	0.85	35,640.32	3,920.40	5,922.49	0.00	0.00	8,771.13	17,026.30	4,207.30
2035	602.60	23.72	602.60	23.72	56.96	0.85	34,344.37	3,777.84	5,869.05	0.00	0.00	8,397.14	16,300.34	3,646.11
2036	583.05	22.86	583.04	22.86	56.96	0.85	33,229.45	3,655.19	5,826.33	0.00	0.00	8,074.30	15,673.63	3,173.61
2037	561.74	21.95	561.75	21.95	56.96	0.85	32,015.83	3,521.76	5,773.04	0.00	0.00	7,725.15	14,995.88	2,748.57
2038	543.38	21.16	543.37	21.16	56.96	0.85	30,968.52	3,406.59	5,729.86	0.00	0.00	7,422.90	14,409.17	2,390.70
2039	526.17	20.42	526.17	20.42	56.96	0.85	29,988.23	3,298.68	5,689.43	0.00	0.00	7,140.04	13,860.08	2,081.62
2040	511.41	19.79	511.41	19.79	56.96	0.85	29,146.85	3,206.17	5,657.98	0.00	0.00	6,896.12	13,386.58	1,819.94
2041	494.83	19.10	494.83	19.09	56.96	0.85	28,201.75	3,102.22	5,615.76	0.00	0.00	6,624.48	12,859.29	1,582.54
2042	257.00	18.49	257.00	18.49	56.96	0.85	14,654.27	1,612.05	4,252.53	0.00	0.00	2,988.49	5,801.20	646.26
2043	244.15	15.61	244.16	15.61	56.96	0.85	13,920.74	1,531.20	4,204.84	0.00	0.00	2,782.80	5,401.90	544.73
2044	236.49	14.72	236.49	14.72	56.96	0.85	13,483.21	1,483.24	4,184.39	0.00	0.00	2,657.30	5,158.28	470.86
2045	228.91	14.23	228.92	14.23	56.96	0.85	13,051.27	1,435.61	4,165.62	0.00	0.00	2,533.01	4,917.03	406.29
2046	222.40	13.81	222.39	13.81	56.96	0.85	12,679.02	1,394.69	4,150.27	0.00	0.00	2,425.58	4,708.48	352.19
2047	216.21	13.41	216.22	13.41	56.96	0.85	12,327.23	1,355.97	4,135.77	0.00	0.00	2,324.07	4,511.42	305.46
2048	210.95	13.06	210.95	13.06	56.96	0.85	12,026.64	1,322.97	4,124.35	0.00	0.00	2,236.97	4,342.35	266.15
2049	204.82	12.67	204.83	12.67	56.96	0.85	11,677.66	1,284.58	4,109.00	0.00	0.00	2,136.59	4,147.49	230.11
2050	199.57	12.33	199.57	12.33	56.96	0.85	11,378.10	1,251.58	4,096.64	0.00	0.00	2,050.16	3,979.72	199.87
2051	194.58	12.01	194.58	12.01	56.96	0.85	11,093.43	1,220.23	4,084.92	0.00	0.00	1,968.02	3,820.26	173.68
2052	188.34	11.74	188.34	11.74	56.96	0.85	10,737.60	1,181.18	4,065.59	0.00	0.00	1,866.88	3,623.95	149.14
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	63,515.95	0.00	(63,515.95)	(2,366.06)
Total	**19,458.18**	**18,311.92**	**19,254.88**	**9,936.75**			**1,045,743.46**	**115,031.84**	**181,402.97**	**25,300.00**	**63,515.95**	**253,145.88**	**407,346.82**	**190,281.70**

Present Worth (10^3U.S.$) at:	
8 Percent	218,201.69
15 Percent	140,595.18
20 Percent	109,120.86

Note: At the request of SPE 3R Petroleum, abandonment costs have been included as yearly payments to an abandonment fund and are included as an operating expense.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 12
PROJECTION of PROVED DEVELOPED RESERVES and FUTURE NET REVENUE
attributable to interests held by
SPE 3R PETROLEUM
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Gross Production		Net Production		Product Prices		Future					Brazilian	Future	Present
	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Gross Revenue	Cash Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandonment Costs	Income Tax	Net Revenue	Worth at 10 Percent
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(U.S.$/bbl)	(U.S.$/$10^3$ft^3)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)
2020 (6 mos)	751.98	1,220.36	737.92	742.35	42.22	0.63	31,622.66	3,478.53	4,043.41	7,040.00	0.00	8,121.82	8,938.90	8,683.87
2021	1,908.53	2,325.46	1,880.35	1,327.23	46.46	0.70	88,290.26	9,711.90	9,501.73	27,529.66	0.00	23,121.23	18,425.74	16,616.92
2022	2,259.16	2,481.13	2,228.71	1,360.09	48.10	0.72	108,179.97	11,899.80	10,815.47	3,279.77	0.00	28,657.14	53,527.79	43,697.50
2023	2,081.82	2,207.50	2,055.71	1,200.08	49.63	0.74	102,913.00	11,320.43	10,379.12	0.00	0.00	27,211.71	54,001.74	39,905.71
2024	1,829.62	2,031.19	1,806.52	1,086.21	50.93	0.76	92,831.53	10,211.52	9,650.95	0.00	0.00	24,408.62	48,560.44	32,483.32
2025	1,564.14	1,985.87	1,542.23	1,048.78	52.15	0.78	81,245.08	8,936.95	8,833.79	0.00	0.00	21,180.42	42,293.92	25,609.81
2026	1,421.23	1,965.41	1,400.28	1,030.33	53.37	0.80	75,556.94	8,311.27	8,425.79	0.00	0.00	19,597.90	39,221.98	21,498.54
2027	1,305.18	1,952.32	1,285.11	1,019.19	54.74	0.82	71,182.83	7,830.13	8,097.07	0.00	0.00	18,786.91	36,468.72	18,094.64
2028	1,211.53	1,947.50	1,192.20	1,013.64	56.18	0.84	67,829.26	7,461.19	7,836.48	0.00	0.00	17,860.74	34,670.85	15,572.03
2029	1,103.68	843.54	1,095.92	458.78	56.96	0.85	62,813.56	6,909.54	7,533.21	0.00	0.00	16,446.08	31,924.73	12,979.49
2030	1,017.26	54.26	1,017.25	54.25	56.96	0.85	57,988.56	6,378.68	7,289.71	0.00	0.00	15,068.86	29,251.31	10,765.31
2031	955.18	50.56	955.18	50.56	56.96	0.85	54,449.92	5,989.50	7,112.93	0.00	0.00	14,058.15	27,289.34	9,091.26
2032	902.75	47.45	902.74	47.44	56.96	0.85	51,460.45	5,660.60	6,966.76	0.00	0.00	13,203.25	25,629.84	7,729.07
2033	851.86	44.47	851.85	44.48	56.96	0.85	48,559.02	5,341.49	6,819.32	0.00	0.00	12,375.39	24,022.82	6,557.77
2034	808.55	41.97	808.55	41.97	56.96	0.85	46,090.73	5,070.01	6,696.71	0.00	0.00	11,670.16	22,653.85	5,597.91
2035	769.68	39.71	769.68	39.72	56.96	0.85	43,874.79	4,826.25	6,586.91	0.00	0.00	11,036.95	21,424.68	4,792.35
2036	736.51	37.80	736.52	37.80	56.96	0.85	41,984.02	4,618.24	6,496.62	0.00	0.00	10,495.51	20,373.65	4,125.29
2037	702.76	35.90	702.76	35.90	56.96	0.85	40,059.67	4,406.60	6,398.85	0.00	0.00	9,946.43	19,307.79	3,538.89
2038	673.83	34.26	673.82	34.26	56.96	0.85	38,410.14	4,225.10	6,318.00	0.00	0.00	9,474.79	18,392.25	3,051.56
2039	647.35	32.77	647.35	32.77	56.96	0.85	36,901.08	4,059.11	6,244.33	0.00	0.00	9,043.20	17,554.44	2,636.46
2040	624.70	31.48	624.69	31.49	56.96	0.85	35,609.23	3,916.99	6,184.71	0.00	0.00	8,672.56	16,834.97	2,288.76
2041	600.62	30.16	600.62	30.17	56.96	0.85	34,236.78	3,766.07	6,115.11	0.00	0.00	8,280.90	16,074.70	1,978.24
2042	356.37	29.02	356.37	29.02	56.96	0.85	20,323.68	2,235.64	4,628.60	0.00	0.00	4,576.21	8,883.23	989.59
2043	337.84	25.66	337.85	25.65	56.96	0.85	19,265.79	2,119.26	4,559.72	0.00	0.00	4,279.52	8,307.29	837.72
2044	324.35	23.86	324.35	23.85	56.96	0.85	18,495.42	2,034.45	4,520.37	0.00	0.00	4,059.80	7,880.80	719.38
2045	311.76	22.86	311.77	22.86	56.96	0.85	17,777.56	1,955.47	4,486.13	0.00	0.00	3,854.23	7,481.73	618.21
2046	299.66	22.02	299.65	22.02	56.96	0.85	17,086.56	1,879.57	4,452.60	0.00	0.00	3,656.49	7,097.90	530.91
2047	287.47	21.12	287.48	21.13	56.96	0.85	16,392.59	1,803.23	4,417.80	0.00	0.00	3,458.33	6,713.23	454.54
2048	279.28	20.52	279.27	20.52	56.96	0.85	15,924.89	1,751.64	4,397.83	0.00	0.00	3,323.64	6,451.78	395.43
2049	270.36	19.87	270.37	19.87	56.96	0.85	15,416.88	1,695.87	4,374.26	0.00	0.00	3,177.90	6,168.85	342.25
2050	262.70	19.30	262.70	19.30	56.96	0.85	14,979.52	1,647.69	4,354.95	0.00	0.00	3,052.14	5,924.74	297.55
2051	255.45	18.77	255.45	18.77	56.96	0.85	14,566.38	1,602.26	4,336.72	0.00	0.00	2,933.32	5,694.08	258.86
2052	213.83	15.89	213.82	15.90	56.96	0.85	12,192.94	1,341.23	4,171.90	0.00	0.00	2,271.14	4,408.67	181.43
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	63,515.95	0.00	(63,515.95)	(2,366.06)
Total	**27,926.99**	**19,679.96**	**27,715.04**	**11,006.38**			**1,494,511.69**	**164,396.21**	**213,047.86**	**37,849.43**	**63,515.95**	**377,361.44**	**638,340.80**	**300,554.51**

Present Worth (10^3U.S.$) at:	
8 Percent	342,582.14
15 Percent	225,240.56
20 Percent	176,531.47

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13
PROJECTION of TOTAL PROVED RESERVES and FUTURE NET REVENUE
attributable to interests held by
SPE 3R PETROLEUM
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Gross Production		Net Production		Product Prices		Future					Brazilian	Future	Present
	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Gross Revenue	Cash Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandonment Costs	Income Tax	Net Revenue	Worth at 10 Percent
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(U.S.$/bbl)	(U.S.$/$10^3$ft^3)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)
2020 (6 mos)	751.98	1,220.36	737.92	742.35	42.22	0.63	31,622.66	3,478.53	4,043.41	7,040.00	0.00	8,121.82	8,938.90	8,683.87
2021	1,908.53	2,325.46	1,880.35	1,327.23	46.46	0.70	88,290.26	9,711.90	9,501.73	27,529.66	0.00	23,121.23	18,425.74	16,616.92
2022	2,259.16	2,481.13	2,228.71	1,360.09	48.10	0.72	108,179.97	11,899.80	10,815.47	3,279.77	0.00	28,657.14	53,527.79	43,697.50
2023	2,871.45	2,260.28	2,845.33	1,252.86	49.63	0.74	142,140.90	15,635.51	13,095.54	31,088.39	0.00	37,806.25	44,515.21	32,895.46
2024	3,438.07	2,163.68	3,414.97	1,218.70	50.93	0.76	174,850.63	19,233.50	15,300.51	38,987.10	0.00	46,497.59	54,831.93	36,678.49
2025	3,320.66	2,611.50	3,291.74	1,432.27	52.15	0.78	172,781.62	19,005.91	15,112.92	23,842.93	0.00	45,645.61	69,174.25	41,886.44
2026	2,892.80	3,032.10	2,858.14	1,623.08	53.37	0.80	153,837.34	16,922.07	13,773.04	0.00	0.00	40,368.62	82,773.61	45,370.24
2027	2,506.46	2,961.35	2,473.23	1,572.83	54.74	0.82	136,674.17	15,034.14	12,543.38	0.00	0.00	37,092.86	72,003.79	35,726.06
2028	2,195.53	2,904.10	2,163.55	1,532.71	56.18	0.84	122,835.55	13,511.85	11,544.54	0.00	0.00	33,244.91	64,534.25	28,984.83
2029	1,912.50	1,752.16	1,892.58	947.03	56.96	0.85	108,606.22	11,946.66	10,634.57	0.00	0.00	29,248.50	56,776.49	23,083.38
2030	1,684.40	918.72	1,672.72	514.83	56.96	0.85	95,715.57	10,528.76	9,891.38	0.00	0.00	25,600.45	49,694.98	18,289.17
2031	1,490.74	296.59	1,487.85	197.32	56.96	0.85	84,915.77	9,340.76	9,255.08	0.00	0.00	22,548.78	43,771.15	14,582.10
2032	1,339.95	87.33	1,339.94	87.33	56.96	0.85	76,397.10	8,403.67	8,752.25	0.00	0.00	20,142.00	39,099.18	11,790.99
2033	1,213.60	78.08	1,213.60	78.08	56.96	0.85	69,192.74	7,611.12	8,322.35	0.00	0.00	18,108.15	35,151.12	9,595.59
2034	1,108.66	70.34	1,108.66	70.35	56.96	0.85	63,208.79	6,952.99	7,964.85	0.00	0.00	16,418.92	31,872.03	7,875.76
2035	1,019.27	63.76	1,019.28	63.75	56.96	0.85	58,112.21	6,392.32	7,659.28	0.00	0.00	14,980.61	29,080.00	6,504.71
2036	944.61	58.20	944.61	58.21	56.96	0.85	53,854.64	5,923.94	7,405.45	0.00	0.00	13,778.59	26,746.66	5,415.70
2037	876.67	53.25	876.67	53.26	56.96	0.85	49,980.34	5,497.80	7,170.65	0.00	0.00	12,686.04	24,625.85	4,513.64
2038	819.48	49.07	819.49	49.06	56.96	0.85	46,719.91	5,139.20	6,974.76	0.00	0.00	11,766.02	22,839.93	3,789.48
2039	768.38	45.42	768.38	45.42	56.96	0.85	43,805.59	4,818.66	6,798.53	0.00	0.00	10,944.06	21,244.34	3,190.64
2040	724.83	42.33	724.83	42.33	56.96	0.85	41,322.24	4,545.42	6,650.34	0.00	0.00	10,243.00	19,883.48	2,703.21
2041	684.97	39.45	684.97	39.46	56.96	0.85	39,049.20	4,295.50	6,513.26	0.00	0.00	9,601.75	18,638.69	2,293.78
2042	427.56	37.01	427.56	37.01	56.96	0.85	24,385.22	2,682.35	4,897.97	0.00	0.00	5,713.67	11,091.23	1,235.57
2043	398.04	32.54	398.05	32.53	56.96	0.85	22,700.41	2,497.11	4,787.72	0.00	0.00	5,241.30	10,174.28	1,025.99
2044	375.34	29.78	375.34	29.78	56.96	0.85	21,404.62	2,354.44	4,715.35	0.00	0.00	4,873.84	9,460.99	863.63
2045	355.18	27.99	355.19	27.99	56.96	0.85	20,255.36	2,228.16	4,654.13	0.00	0.00	4,546.84	8,826.23	729.31
2046	336.85	26.52	336.84	26.52	56.96	0.85	19,208.78	2,112.99	4,598.15	0.00	0.00	4,249.20	8,248.44	616.96
2047	319.90	25.14	319.91	25.14	56.96	0.85	18,243.39	2,006.73	4,546.17	0.00	0.00	3,974.77	7,715.72	522.41
2048	304.22	23.36	304.22	23.37	56.96	0.85	17,348.00	1,908.28	4,497.67	0.00	0.00	3,720.30	7,221.75	442.62
2049	279.81	20.55	279.81	20.55	56.96	0.85	15,955.68	1,755.05	4,412.50	0.00	0.00	3,327.96	6,460.17	358.42
2050	262.70	19.30	262.70	19.30	56.96	0.85	14,979.52	1,647.69	4,354.95	0.00	0.00	3,052.14	5,924.74	297.55
2051	255.45	18.77	255.45	18.77	56.96	0.85	14,566.38	1,602.26	4,336.72	0.00	0.00	2,933.32	5,694.08	258.86
2052	213.83	15.89	213.82	15.90	56.96	0.85	12,192.94	1,341.23	4,171.90	0.00	0.00	2,271.14	4,408.67	181.43
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	66,665.95	0.00	(66,665.95)	(2,483.40)
Total	**40,261.58**	**25,791.51**	**39,976.41**	**14,585.41**			**2,163,333.72**	**237,966.30**	**259,696.52**	**131,767.85**	**66,665.95**	**560,527.38**	**906,709.72**	**408,217.31**

Present Worth (10^3U.S.$) at:	
8 Percent	470,440.62
15 Percent	296,557.38
20 Percent	224,742.55

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14
PROJECTION of PROVED-plus-PROBABLE RESERVES and FUTURE NET REVENUE
attributable to interests held by
SPE 3R PETROLEUM
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Gross Production		Net Production		Product Prices		Future					Brazilian	Future	Present
	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Gross Revenue	Cash Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandonment Costs	Income Tax	Net Revenue	Worth at 10 Percent
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(U.S.$/bbl)	(U.S.$/$10^3ft^3$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)
2020 (6 mos)	773.40	1,240.83	759.05	753.00	42.22	0.63	32,521.52	3,577.31	4,112.14	7,040.00	0.00	8,370.48	9,421.59	9,152.80
2021	1,955.67	2,366.53	1,926.97	1,349.00	46.46	0.70	90,471.23	9,951.81	9,655.83	27,529.66	0.00	23,728.80	19,605.13	17,680.55
2022	2,309.82	2,522.50	2,278.86	1,383.00	48.10	0.72	110,608.78	12,166.99	10,984.88	3,279.77	0.00	29,334.49	54,842.65	44,770.92
2023	2,974.33	2,303.98	2,947.73	1,278.00	49.63	0.74	147,241.66	16,196.62	13,448.32	37,486.75	0.00	39,157.02	40,952.95	30,263.10
2024	3,654.93	2,211.89	3,631.37	1,248.00	50.93	0.76	185,894.21	20,448.34	16,061.11	38,987.10	0.00	49,508.00	60,889.66	40,730.71
2025	3,509.11	3,062.51	3,473.93	1,662.00	52.15	0.78	182,461.55	20,070.71	15,773.37	25,210.23	0.00	48,261.12	73,146.12	44,291.45
2026	3,310.76	4,045.71	3,261.94	2,142.00	53.37	0.80	175,803.50	19,338.44	15,267.15	29,967.50	0.00	46,041.07	65,189.34	35,731.85
2027	3,031.46	3,946.10	2,984.61	2,082.00	54.74	0.82	165,084.90	18,159.35	14,467.70	0.00	0.00	45,035.67	87,422.18	43,376.19
2028	2,645.55	3,704.25	2,602.58	1,947.00	56.18	0.84	147,848.20	16,263.28	13,227.89	0.00	0.00	40,241.39	78,115.64	35,084.72
2029	2,282.16	1,792.88	2,262.09	980.00	56.96	0.85	129,681.59	14,265.02	12,065.01	0.00	0.00	35,139.53	68,212.03	27,732.66
2030	2,004.52	940.82	1,992.84	537.00	56.96	0.85	113,968.79	12,536.48	11,153.23	0.00	0.00	30,694.89	59,584.19	21,928.67
2031	1,769.31	315.95	1,766.43	217.00	56.96	0.85	100,800.47	11,088.00	10,372.97	0.00	0.00	26,975.43	52,364.07	17,444.78
2032	1,583.48	104.35	1,583.47	104.00	56.96	0.85	90,283.08	9,931.13	9,746.85	0.00	0.00	24,005.73	46,599.37	14,052.79
2033	1,427.14	93.09	1,427.14	93.00	56.96	0.85	81,368.66	8,950.59	9,209.58	0.00	0.00	21,490.89	41,717.60	11,388.12
2034	1,296.76	83.64	1,296.76	84.00	56.96	0.85	73,935.02	8,132.85	8,759.74	0.00	0.00	19,394.43	37,648.00	9,303.05
2035	1,185.68	75.58	1,185.68	76.00	56.96	0.85	67,600.65	7,436.11	8,374.22	0.00	0.00	17,608.71	34,181.61	7,645.86
2036	1,092.54	68.77	1,092.55	69.00	56.96	0.85	62,290.30	6,852.01	8,051.54	0.00	0.00	16,111.50	31,275.25	6,332.65
2037	1,008.54	62.72	1,008.55	63.00	56.96	0.85	57,500.61	6,325.11	7,755.95	0.00	0.00	14,762.65	28,656.90	5,252.47
2038	937.68	57.60	937.68	58.00	56.96	0.85	53,459.38	5,880.49	7,507.61	0.00	0.00	13,624.24	26,447.04	4,387.95
2039	874.10	53.15	874.09	53.00	56.96	0.85	49,833.10	5,481.63	7,282.58	0.00	0.00	12,603.42	24,465.47	3,674.43
2040	819.32	49.35	819.31	49.00	56.96	0.85	46,709.78	5,138.10	7,089.68	0.00	0.00	11,723.88	22,758.12	3,094.01
2041	712.27	43.15	712.27	43.00	56.96	0.85	40,607.34	4,466.88	6,642.14	0.00	0.00	10,029.43	19,468.89	2,395.95
2042	501.04	42.67	501.04	43.00	56.96	0.85	28,575.85	3,143.36	5,176.05	0.00	0.00	6,887.19	13,369.25	1,489.35
2043	470.14	40.05	470.15	40.00	56.96	0.85	26,813.86	2,949.54	5,060.84	0.00	0.00	6,393.18	12,410.30	1,251.47
2044	442.94	37.33	442.94	37.00	56.96	0.85	25,261.26	2,778.71	4,973.87	0.00	0.00	5,952.95	11,555.73	1,054.84
2045	417.84	35.13	417.84	35.00	56.96	0.85	23,829.63	2,621.30	4,896.49	0.00	0.00	5,546.03	10,765.81	889.58
2046	395.28	33.32	395.28	33.00	56.96	0.85	22,543.37	2,479.73	4,826.86	0.00	0.00	5,180.51	10,056.27	752.19
2047	374.63	31.63	374.63	32.00	56.96	0.85	21,366.18	2,350.26	4,762.76	0.00	0.00	4,846.07	9,407.09	636.94
2048	355.91	29.59	355.91	30.00	56.96	0.85	20,298.13	2,232.89	4,704.58	0.00	0.00	4,542.62	8,818.04	540.46
2049	329.00	26.55	329.00	27.00	56.96	0.85	18,762.51	2,063.93	4,611.55	0.00	0.00	4,109.59	7,977.44	442.59
2050	309.25	25.08	309.24	25.00	56.96	0.85	17,635.50	1,939.85	4,545.41	0.00	0.00	3,791.08	7,359.16	369.59
2051	284.17	20.70	284.18	21.00	56.96	0.85	16,204.74	1,782.55	4,455.57	0.00	0.00	3,388.65	6,577.97	299.04
2052	240.18	17.68	240.18	18.00	56.96	0.85	13,696.12	1,506.56	4,281.86	0.00	0.00	2,688.62	5,219.08	214.78
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	68,015.95	0.00	(68,015.95)	(2,533.69)
Total	**45,278.91**	**29,485.08**	**44,946.29**	**16,611.00**			**2,440,961.47**	**268,505.93**	**279,305.33**	**169,501.01**	**68,015.95**	**637,169.26**	**1,018,463.99**	**441,122.82**

Present Worth (10^3U.S.$) at:	
8 Percent	511,470.33
15 Percent	316,313.98
20 Percent	237,244.07

Note: Probable reserves and the values associated with probable reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 15
PROJECTION of PROVED-plus-PROBABLE-plus-POSSIBLE RESERVES and FUTURE NET REVENUE
attributable to interests held by
SPE 3R PETROLEUM
as of
JUNE 30, 2020
for
CERTAIN FIELDS
in the
POTIGUAR BASIN, BRAZIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

	Gross Production		Net Production		Product Prices		Future					Brazilian	Future	Present
	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Oil	Sales Gas	Gross Revenue	Cash Royalties	Operating Expenses	Capital Costs	Abandonment Costs	Income Tax	Net Revenue	Worth at 10 Percent
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	(U.S.$/bbl)	(U.S.$/$10^3ft^3$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)	(10^3U.S.$)
2020 (6 mos)	792.67	1,261.46	778.02	764.13	42.22	0.63	33,329.19	3,666.19	4,173.84	7,040.00	0.00	8,593.89	9,855.27	9,574.12
2021	2,002.42	2,408.42	1,973.15	1,371.96	46.46	0.70	92,633.10	10,189.63	9,808.52	27,529.66	0.00	24,331.06	20,774.23	18,734.88
2022	2,363.52	2,565.01	2,799.45	1,439.62	48.10	0.72	135,690.03	14,925.90	12,286.31	3,279.77	0.00	36,481.60	68,716.45	56,096.81
2023	3,031.73	2,346.70	3,564.92	1,341.71	49.63	0.74	177,919.85	19,571.20	14,989.31	37,486.75	0.00	47,916.32	57,956.27	42,828.05
2024	3,714.97	2,254.82	3,986.47	1,293.15	50.93	0.76	204,013.86	22,441.54	16,980.16	38,987.10	0.00	54,678.51	70,926.55	47,444.66
2025	3,570.56	3,105.39	3,946.40	1,715.67	52.15	0.78	207,142.82	22,785.73	16,980.10	25,210.23	0.00	55,319.36	86,847.40	52,587.86
2026	3,373.12	4,088.60	3,714.02	2,194.45	53.37	0.80	199,972.81	21,997.03	16,430.50	29,967.50	0.00	52,959.18	78,618.60	43,092.78
2027	3,235.67	3,999.15	3,227.25	2,118.86	54.74	0.82	178,397.08	19,623.67	15,321.13	37,459.38	0.00	48,773.78	57,219.12	28,390.35
2028	3,192.21	3,782.09	2,827.90	1,982.97	56.18	0.84	160,537.17	17,659.07	14,533.54	0.00	0.00	43,637.15	84,707.41	38,045.35
2029	2,768.73	1,844.01	2,470.10	1,003.23	56.96	0.85	141,549.48	15,570.50	13,279.74	0.00	0.00	38,317.74	74,381.50	30,240.97
2030	2,431.28	971.96	2,184.64	551.08	56.96	0.85	124,905.46	13,739.55	12,271.48	0.00	0.00	33,624.11	65,270.32	24,021.32
2031	2,144.69	343.37	1,943.21	229.74	56.96	0.85	110,880.58	12,196.80	11,402.62	0.00	0.00	29,675.59	57,605.57	19,190.95
2032	1,914.59	128.57	1,746.53	116.43	56.96	0.85	99,581.09	10,953.91	10,695.75	0.00	0.00	26,496.69	51,434.74	15,510.95
2033	1,719.69	114.52	1,577.28	104.24	56.96	0.85	89,930.58	9,892.41	10,083.30	0.00	0.00	23,784.66	46,170.21	12,603.60
2034	1,556.10	102.67	1,435.31	93.95	56.96	0.85	81,834.95	9,001.85	9,565.71	0.00	0.00	21,510.91	41,756.48	10,318.28
2035	1,416.27	92.54	1,313.71	85.13	56.96	0.85	74,901.11	8,239.11	9,118.82	0.00	0.00	19,564.68	37,978.50	8,495.16
2036	1,298.45	83.95	1,211.26	77.66	56.96	0.85	69,059.09	7,596.49	8,741.50	0.00	0.00	17,925.17	34,795.93	7,045.51
2037	1,192.76	76.33	1,118.57	70.98	56.96	0.85	63,774.25	7,015.14	8,395.41	0.00	0.00	16,443.66	31,920.04	5,850.56
2038	1,103.23	69.85	1,040.05	65.30	56.96	0.85	59,296.87	6,522.67	8,102.38	0.00	0.00	15,188.42	29,483.40	4,891.73
2039	1,023.47	64.24	969.62	60.35	56.96	0.85	55,280.74	6,080.80	7,837.35	0.00	0.00	14,063.28	27,299.31	4,100.03
2040	954.79	59.44	908.87	56.13	56.96	0.85	51,817.00	5,699.87	7,609.42	0.00	0.00	13,092.62	25,415.09	3,455.24
2041	893.94	55.07	854.74	52.24	56.96	0.85	48,730.11	5,360.30	7,405.57	0.00	0.00	12,227.84	23,736.40	2,921.14
2042	667.89	53.62	634.43	51.20	56.96	0.85	36,180.77	3,979.91	5,727.15	0.00	0.00	9,001.06	17,472.65	1,946.47
2043	570.06	47.65	541.46	45.58	56.96	0.85	30,880.13	3,396.80	5,370.64	0.00	0.00	7,518.31	14,594.38	1,471.72
2044	534.97	44.35	510.62	42.59	56.96	0.85	29,120.83	3,203.31	5,267.33	0.00	0.00	7,021.06	13,629.13	1,244.10
2045	502.74	41.64	481.98	40.14	56.96	0.85	27,487.81	3,023.68	5,175.13	0.00	0.00	6,558.26	12,730.74	1,051.94
2046	474.08	39.37	456.81	38.13	56.96	0.85	26,052.19	2,865.72	5,093.76	0.00	0.00	6,151.52	11,941.19	893.18
2047	448.09	37.29	432.23	36.16	56.96	0.85	24,650.79	2,711.61	5,015.44	0.00	0.00	5,754.07	11,169.67	756.28
2048	424.88	34.94	406.21	33.60	56.96	0.85	23,166.45	2,548.37	4,935.85	0.00	0.00	5,331.96	10,350.27	634.37
2049	393.75	31.60	371.35	29.98	56.96	0.85	21,177.63	2,329.47	4,819.85	0.00	0.00	4,769.63	9,258.68	513.68
2050	370.95	29.89	343.78	27.93	56.96	0.85	19,605.51	2,156.66	4,732.74	0.00	0.00	4,323.48	8,392.63	421.49
2051	342.74	25.07	324.36	23.75	56.96	0.85	18,495.68	2,034.45	4,653.70	0.00	0.00	4,014.56	7,792.97	354.28
2052	287.80	21.28	281.27	20.81	56.96	0.85	16,038.77	1,764.29	4,464.78	0.00	0.00	3,335.30	6,474.40	266.44
2053	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	68,515.95	0.00	(68,515.95)	(2,552.32)
Total	**50,712.81**	**30,224.86**	**50,375.97**	**17,178.85**			**2,734,033.78**	**300,743.63**	**301,268.83**	**206,960.39**	**68,515.95**	**718,385.43**	**1,138,159.55**	**492,441.93**

Present Worth (10^3U.S.$) at:	
8 Percent	569,841.61
15 Percent	355,609.33
20 Percent	268,946.14

Note: Probable and possible reserves and the values associated with probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

ANEXO G – TRADUÇÃO PARA O PORTUGUÊS DAS CERTIFICAÇÕES DE RESERVA

(Página intencionalmente deixada em branco)

Gaffney Cline

Auditoria de Recursos Contingentes

Campos da Fazenda Belém e Icapuí, Brasil

Em 30 de junho de 2020

Elaborado para

SPE 3R Petroleum

4 de agosto de 2020

Gaffney, Cline & Associates, Inc.

4 de agosto de 2020

Jorge Lorenzón

Gestor de E&P

SPE 3R Petroleum

Praia de botafogo 440, andar 13

Botafogo, RJ

Rio de Janeiro, Brasil

Jorge.lorenzon@3rpetroleum.com.br

Prezado Jorge,

Auditoria de Recursos Contingentes, Campos da Fazenda Belém e Icapuí, Brasil

Introdução

A pedido da SPE 3R Petroleum (3R ou "o Cliente"), Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) realizou uma auditoria de Recursos Contingentes dos campos da Fazenda Belém e Icapuí localizados onshore na Bacia Potiguar, estado do Ceará, Brasil, em 30 de junho de 2020, onde a 3R está prestes a adquirir, nas próximas duas semanas, uma Participação de 100% do atual titular da licença aguardando apenas a formalização das assinaturas. O acesso definitivo da 3R à concessão aguarda a aprovação da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

Com base na análise realizada, todos os volumes citados foram classificados como Recursos Contingentes Economicamente Viáveis por serem projetos tecnicamente viáveis com fluxos de caixa positivos em condições projetadas razoáveis, porém sujeitos às seguintes duas contingências principais: a aprovação da ANP e a prorrogação do atual contrato de concessão, que expira em 30 de agosto de 2025.

Os volumes de recursos contingentes 1C, 2C e 3C citados neste relatório poderiam ser atribuídos e classificados como reservas da 3R em suas categorias equivalentes 1P, 2P, 3P do PRMS, com base no mesmo plano de desenvolvimento descrito neste relatório e quando (i) os direitos legais às concessões atuais forem transferidas da Petrobras à 3R e (ii) os pedidos de extensão das concessões receberem a aprovação definitiva da ANP.

Para classificar os volumes citados neste relatório como reservas, a GaffneyCline realizará uma nova auditoria de reservas em nova data de vigência a ser definida com a 3R. Os volumes de Recursos Contingentes citados neste relatório podem sofrer alterações devido a variações nos planos de desenvolvimento da 3R ou nas condições econômicas de mercado.

Para os fins deste relatório, utilizamos dados técnicos e econômicos especificados pela 3R incluindo, entre outros, perfilagens de poços, mapas geológicos, dados de testes e produção de poços, preços históricos, informações de custos e participações em propriedades conforme discutido em parágrafos

posteriores deste relatório.

Além dessas premissas, nossas estimativas têm como base certas premissas, incluindo, entre outras, que as propriedades serão incorporadas de acordo com os planos de desenvolvimento fornecidos a nós pela 3R.

Este relatório refere-se específica e exclusivamente ao objeto, conforme definido no escopo de trabalho (SOW) apresentado aqui, e está condicionado às premissas especificadas. A 3R está planejando apresentar este relatório a instituições financeiras. Este relatório deve ser considerado em sua totalidade e utilizado apenas para o fim a que se destina.

Em conformidade com suas instruções, estimamos no Anexo I o fluxo de caixa líquido futuro com base nos volumes de recursos contingentes, citados utilizando uma perspectiva razoável do preço do petróleo em 30 de junho de 2020.

Conforme solicitado, o fluxo de caixa apresentado não inclui nenhuma tarifa de assinatura (pagamento de bônus de entrada) para conceder acesso à concessão atual ou à prorrogação da concessão atual.

As estimativas neste relatório foram elaboradas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS) de junho de 2018, v1.01 apresentado no Anexo II. No Anexo III, há uma lista de abreviaturas utilizadas neste relatório.

Sumário e Conclusões

Com base em informações técnicas e outras informações disponibilizadas à GaffneyCline a respeito dessas propriedades, a GraffneyCline fornece, conforme solicitado pela 3R, a demonstração do Total de Recursos Contingentes nas tabelas a seguir.

O parecer da GaffneyCline é que as estimativas dos Recursos Contingentes em 30 de junho de 2020 apresentadas na Tabela 1 e na Tabela 2 são razoáveis, e a classificação e categorização dos recursos contingentes são adequadas e compatíveis com as definições e diretrizes adotadas.

Tabela 1: Demonstração do Total de Recursos Contingentes em 30 de junho de 2020, Campos da Fazenda Belém e Icapuí

Total de Recursos Contingentes	Petróleo Bruto (100%) (milhões de barris (bbl))	Petróleo Bruto (participação operacional (WI))(milhões de bbl)	Petróleo Líquido (participação na receita líquida (NRI) (milhões de bbl)
1C	7,2	7,2	7,2
2C	12,8	12,8	12,8
3C	14,9	14,9	14,9

Obs.:

a. Os recursos contingentes de Petróleo Bruto (100%) correspondem a 100% do Total de Recursos Contingentes Economicamente Viáveis.

b. Os recursos contingentes de Petróleo Bruto (WI) correspondem à participação operacional da 3R no Total de Recursos Contingentes Economicamente Viáveis.

c. Os recursos contingentes de Petróleo Líquido (NRI) correspondem à participação da 3R na receita líquida do Total de Recursos Contingentes Economicamente Viáveis. Os royalties são pagos em dinheiro e não estão sujeitos a pagamentos “em espécie”; portanto, os volumes de participação nas receitas líquidas não foram reduzidos considerando os royalties.

d. A data de expiração da concessão de todas as propriedades é 30 de agosto de 2025, com exceção de Tapiranga e Tapiranga Norte, que vencem em 2037. Os campos de Tapiranga e Tapiranga Norte estão fechando e sem recursos contingentes citados.

e. A 3R espera prorrogar a concessão por um período de até 27 anos.

Tabela 2: Demonstração de Recursos Contingentes até o Término da Concessão atual (EOC) em 30 de junho de 2020, Campos da Fazenda Belém e Icapuí

Recursos Contingentes até o EOC	Petróleo Bruto (100%) (milhões de bbl)	Petróleo Bruto (WI) (milhões de bbl)	Petróleo Líquido (NRI) (milhões de bbl)
1C	2,0	2,0	2,0
2C	3,0	3,0	3,0
3C	3,2	3,2	3,2

a. Os recursos contingentes de Petróleo Bruto (100%) correspondem a 100% dos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da concessão atual (que expira em 31 de agosto de 2025).

b. Os recursos contingentes de Petróleo Bruto (WI) correspondem à participação operacional da 3R nos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da concessão atual (que expira em 31 de agosto de 2025).

c. Os recursos contingentes de Petróleo Líquido (NRI) correspondem à participação da 3R na receita líquida dos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da concessão atual (que expira em 31 de agosto de 2025). Os royalties são pagos em dinheiro e não estão sujeitos a pagamentos "em espécie"; portanto, os volumes líquidos não foram reduzidos considerando os royalties.

A GaffneyCline conclui que as metodologias empregadas pela 3R na derivação das estimativas de recursos contingentes são adequadas e que a qualidade dos dados levados em consideração e a profundidade e rigor do processo de estimativa são adequados.

Discussão

Este exame de auditoria teve como base as estimativas de recursos e outras informações fornecidas pela 3R à GaffneyCline e incluiu os testes, procedimentos e ajustes que foram considerados necessários. Todas as questões que surgiram durante o processo de auditoria foram resolvidas à satisfação da GaffneyClines.

Os Recursos Contingentes 1C citados no perfil de Produção Básica mostrado no Anexo 1 foram estimados utilizando uma análise convencional de curvas de declínio ou uma tendência de perfil da relação água/petróleo em comparação à produção acumulada de petróleo. Volumes adicionais de 2C e 3C acima da estimativa de 1C associados com diferentes tendências de declínio forneceram uma estimativa de 2C e 3C.

Os recursos adicionais citados para futuras perfurações e atividades de intervenção (*workover*) tiveram como base tipos de poços construídos com a produção histórica de poços análogos. Volumes adicionais de 2C e 3C também foram incluídos.

O plano de desenvolvimento futuro inclui diversas atividades, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3: Contagem e Categorização de Atividades

Atividade	C1	C2	C3
Poços verticais	68	35	-
Poços horizontais	-	10	-
Intervenções	86	51	-

Os testes econômicos com os volumes de Recursos Contingentes tiveram como base o cenário futuro da 3R com relação aos preços do petróleo Brent, que a GaffneyCline considera razoável. Os preços de

petróleo líquido foram estimados como Brent - US$6,5/Bbl * (1-7,71%), conforme mostrado na Tabela 4.

A participação operacional é de 100%. O término da concessão é em 31 de agosto de 2025 e a 3R informou a GaffneyCline que solicitará a prorrogação da concessão nos próximos meses.

A Lei do Petróleo, Artigo 47, afirma que "... os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional..." e, portanto, os royalties de 8% mais um adicional de 1% dos royalties para os proprietários da superfície estabelecidos pelo contrato de concessão foram tratados como deduções de caixa em vez de reduções de volumes.

O imposto de renda é de 34%. Os impostos não incluem o Imposto de Participação Especial. Outros impostos como o PIS (Programa de Integração Social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) são recuperados financeiramente pela 3R e, portanto, não foram incluídos.

Os custos de capital e despesas operacionais futuros estimados pela 3R foram derivados das projeções do programa de desenvolvimento para cada campo. Os principais custos de capital incluem o custo relacionado à atividade futura mostrado na Tabela 3. Os custos de perfuração e completação para os poços verticais e horizontais futuros foram estimados em US$0,29 milhão e US$1,0 milhão por poço, respectivamente. Os custos de intervenção foram estimados em US$0,045 milhão por poço.

Os custos de abandono foram estimados em US$42,43 milhões.

A GCA constatou que os investimentos de capital e as despesas operacionais projetados são suficientes para produzir economicamente os volumes projetados.

As despesas operacionais foram estimadas pela 3R com base nos contratos de prestação de serviços futuros que estão atualmente em negociação e incluem custos fixos relacionados a contratos de operação de serviço de poços, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, Saúde, Segurança e Meio Ambiente (HSE) e outros custos fixos (*overhead*) de US$2,8 milhões ao ano. Os custos variáveis foram estimados em US$10,4/Bbl de petróleo e incluem custos de Extração (*Pulling*), Substâncias Químicas, Energia, Transporte (*Trucking*) e Gás relacionados ao processo de injeção de vapor.

Os custos de capital e operacionais foram indexados em 2% ao ano. Os fluxos de caixa encontram-se no Anexo I.

Na opinião da GaffneyClines, as estimativas dos volumes de Recursos Contingentes são, no total, razoáveis e a categorização é adequada e compatível com as definições do Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS), que foi aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros em junho de 2018, Versão 1.01 (ver Anexo II).

O teste de Limite Econômico e o Fluxo de Caixa mostrados no Anexo I foram estimados com as seguintes premissas de preço:

Tabela 4: Cenário de Preços Efetivos do Cliente

Ano	Brent	Petróleo Líquido
	US$/Bbl	US$/Bbl
2020	38,9	29,9
2021	43,0	33,7
2022	46,5	36,9
2023	55,0	44,7
2024	56,0	45,7

2025	56,4	46,1
2026	57,5	47,1
2027	58,7	48,2
2028	59,9	49,2
2029	61,1	50,4
2030	62,3	51,5
2031	63,5	52,6
2032	64,8	53,8
2033	66,1	55,0
2034	67,4	56,2
2035	+1,5%/ano	+1,6%/ano

A Gaffney Cline estimou um preço de equilíbrio *(breakeven)* para os fluxos de caixa líquido mostrados no Anexo I. Os preços de equilíbrio do Brent são US$51,9/Bbl, US$41,3/Bbl e US$38,7/Bbl para as categorias 1C, 2C e 3C, respectivamente. Os preços de equilíbrio são estimados para gerar um fluxo de caixa líquido não descontado igual a zero quando a projeção for estável.

Fundamentação do Parecer

Este documento reflete o julgamento profissional informado da GaffneyCline com base em normas aceitas de investigação profissional e, conforme aplicável, em dados e informações fornecidos pelo Cliente e/ou obtidos de outras fontes (por exemplo, bancos de dados de domínio público), o escopo limitado de contratação e o tempo permitido para realizar a avaliação.

Em linha com essas normas aceitas, este documento não constitui ou dá, de nenhuma forma, garantia ou previsão de resultados, e não há qualquer garantia expressa ou tácita de que o resultado real estará em conformidade com os resultados aqui apresentados. A GaffneyCline não verificou de maneira independente nenhuma informação fornecida ou orientada pelo Cliente e/ou obtida de outras fontes (por exemplo, domínio público) e aceitou a precisão e integralidade desses dados. A GaffneyCline não tem razão para acreditar que quaisquer fatos relevantes foram ocultados, porém não garante que suas investigações revelaram todas as questões que uma verificação mais ampla poderia divulgar.

As opiniões aqui expressas estão sujeitas e completamente qualificadas pelas incertezas geralmente aceitas relacionadas à interpretação de dados de geociências e engenharia, e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam afetar as decisões tomadas pelos destinatários do relatório e/ou resultados reais. As opiniões e declarações contidas neste relatório são feitas de boa-fé e na convicção de que essas opiniões e declarações são representativas das circunstâncias física e econômicas vigentes.

Na elaboração deste relatório, a GaffneyCline utilizou definições contidas no Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS), que foi aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros em junho de 2018, Versão 1.01 (ver Anexo II).

Há várias incertezas inerentes ao estimar reservas e recursos, e ao projetar produções futuras, gastos de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa. As avaliações de recursos de petróleo e gás devem ser reconhecidas como um processo subjetivo em que se estima as acumulações de petróleo e gás no subsolo que não podem ser aferidas de maneira exata. As estimativas de recursos de petróleo e gás elaboradas por outras partes podem variar, talvez substancialmente, das contidas neste relatório.

A precisão de qualquer estimativa de recursos é uma função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia. Os resultados de perfuração, testagem e produção posteriores à data de elaboração das estimativas podem justificar as revisões, das quais algumas ou todas podem ser substanciais. Dessa forma, as estimativas de recursos normalmente são diferentes das quantidades de petróleo e gás que são recuperados em última instância, e o cronograma e os custos desses volumes que são recuperados podem diferir do que foi pressuposto.

Os volumes de petróleo são registrados em milhões (10^6) de barris em condições de tanque de armazenamento (MMstb). As condições padrão são definidas como 14,7 psia e 60ºF.

A análise e auditoria da GaffneyCline envolveram a análise de fatos, interpretações e suposições relevantes feitas pelo "Cliente" ou outros na elaboração de estimativas de reservas e recursos. A GaffneyCline realizou os procedimentos necessários para que pudesse emitir um parecer sobre a adequação das metodologias empregadas, adequação e qualidade dos dados levados em consideração, profundidade e rigor do processo de estimativa das reservas e recursos, classificação e categorização das reservas e recursos adequados às definições pertinentes utilizadas e razoabilidade das estimativas.

Definição de Recursos Contingentes

Os Recursos Contingentes são quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma data determinada, a serem possivelmente recuperáveis de acumulações conhecidas por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos em que não há mercados viáveis no momento, onde a recuperação comercial depende da tecnologia em desenvolvimento, onde a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente a comercialidade, onde o plano de desenvolvimento ainda não foi aprovado, ou onde podem existir problemas sociais ou regulatórios. Os Recursos Contingentes são categorizados, ainda, de acordo com o nível de certeza relacionado às estimativas e podem ser subclassificados com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pela situação econômica.

Os projetos e as quantidades recuperáveis relacionadas poderão ser subclassificados de acordo com os níveis de maturação do projeto e as ações relacionadas necessárias para mover um projeto em direção à produção comercial. Os projetos poderão ainda ser caracterizados pelo status econômico. Com base em premissas a respeito das condições futuras e os impactos sobre a viabilidade econômica final, os projetos atualmente classificados como Recursos Contingentes poderão ser amplamente divididos em dois grupos:

A. Recursos Contingentes Economicamente Viáveis são as quantidades com projetos tecnicamente viáveis onde os fluxos de caixa são positivos em condições razoáveis projetadas, mas não são Reservas porque não atendem aos critérios comerciais.

B. Recursos Contingentes Economicamente Não Viáveis são as quantidades para as quais não se espera que os projetos de desenvolvimento gerem fluxos de caixa positivos em condições razoáveis projetadas.

A GaffneyCline não realizou uma visita e inspeção no local porque isso não estava incluído no escopo de trabalho. Assim, a GaffneyCline não está em condição de comentar as operações ou instalações existentes, sua adequação e condição, ou se estão em conformidade com os regulamentos relativos a essas operações. Além disso, a GaffneyCline não está em condição de comentar qualquer aspecto de saúde, segurança ou ambiente dessa operação.

Este relatório foi elaborado com base no entendimento da GaffneyCline sobre os efeitos da legislação de petróleo e outros regulamentos que se aplicam atualmente a essas propriedades.

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma taxa de preço de carbono que seja aplicável à avaliação dos ativos objeto deste relatório. A GaffneyCline também não incluiu o impacto de qualquer possível esquema de preços de carbono que venha a ser implementado no futuro.

A GaffneyCline não está em condição de atestar a titularidade ou os direitos de propriedade, condições desses direitos (incluindo obrigações ambientais e de abandono), ou quaisquer licenças e consentimentos necessários (incluindo permissão de planejamento, relações de interesse financeiro, ou

ônus relacionados a qualquer parte das propriedades avaliadas).

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma possível alteração nos regulamentos aplicáveis a esses campos e que poderiam afetar a capacidade de "o Cliente" produzir os recursos estimados.

Uso dos Valores Presentes Líquidos

Deve ficar claro que os Valores Presentes Líquidos (VPLs) aqui contidos não representam a opinião da GaffneyCline quanto ao valor de mercado da propriedade em questão, nem qualquer participação nela.

Ao avaliar um valor de mercado provável, seria necessário levar em consideração vários fatores adicionais, incluindo risco de reservas (ou seja, que os recursos podem não ser realizados dentro do cronograma previsto para sua exploração); percepções de risco econômico e soberano, incluindo possíveis mudanças nas regulamentações; potencial de alta; outros benefícios, ônus ou encargos que possam ter relação com uma determinada participação; e o estado da concorrência do mercado na época. A GaffneyCline não levou, explicitamente, esses fatores em consideração ao obter os VLPs apresentados aqui.

Qualificações

Ao realizar este estudo, a GaffneyCline não sabia da existência de nenhum conflito de interesses. Como consultora independente, a GaffneyCline fornece conselhos técnicos, comerciais e estratégicos imparciais no setor de energia. A remuneração da GaffneyCline não depende de nenhuma forma do conteúdo deste relatório.

Na elaboração deste documento, a GaffneyCline manteve, e continua mantendo, uma relação consultor independente-cliente com "o Cliente". Além disso, a administração e os funcionários da GaffneyCline não têm participação em nenhum dos ativos avaliados nem estão relacionados à análise realizada como parte deste relatório.

Os membros da equipe que elaboraram este relatório têm as qualificações profissionais e educacionais adequadas e os níveis necessários de experiência e especialização para realizar o trabalho.

Aviso

Este documento é confidencial e foi elaborado para uso exclusivo do Cliente ou partes aqui indicadas. Ele não poderá ser distribuído ou disponibilizado, no todo ou em parte, a nenhuma outra empresa ou pessoa sem o conhecimento prévio e consentimento por escrito da GaffneyCline. Nenhuma pessoa física ou jurídica, exceto as destinatárias, poderá se basear direta ou indiretamente em seu conteúdo. A GaffneyCline atua apenas como consultora e, na medida máxima permitida por lei, isenta-se de toda responsabilidade por ações ou prejuízos decorrentes de qualquer embasamento real ou pretendido neste documento (ou quaisquer outras declarações ou pareceres da GaffneyCline) pela Cliente ou por qualquer outra pessoa física ou jurídica.

*****

Foi um prazer elaborar esta Auditoria de Recursos Contingentes para a SPE 3R Petroleum. Entre em contato com o abaixo assinado em caso de dúvidas.

Atenciosamente,

Gaffney, Cline & Associates

(ass)

Gerente de Projetos

Gustavo Ritondale, *Consultor Chefe*

(ass)

Revisado por

Eduardo Sanchez, Consultor de Geociências Sênior

Anexos

Anexo I: Fluxos de Caixa

Anexo II: Diretrizes do PRMS

Anexo III: Glossário

Anexo I

Fluxos de Caixa Líquido

Fluxo de Caixa Líquido da Participação na Receita da SPE 3R PETROLEUM em 30 de junho de 2020

Recursos Contingentes de Campos da Fazenda Belem e Icapui

Produção Básica

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (6 meses)	0,14	4,1	0,4	2,8			0,3	0,6	0,6
2021	0,26	8,6	0,8	5,6			0,8	1,5	1,4
2022	0,23	8,6	0,8	5,4			0,8	1,6	1,3
2023	0,21	9,5	0,9	5,0			1,2	2,4	1,8
2024	0,19	8,8	0,8	4,9			1,1	2,1	1,4
2025	0,17	8,1	0,7	4,8			0,9	1,7	1,0
2026	0,16	7,5	0,7	4,4			0,8	1,6	0,9
2027	0,14	7,0	0,6	4,3			0,7	1,4	0,7
2028	0,13	6,5	0,6	4,2			0,6	1,1	0,5
2029	0,12	6,0	0,5	3,8			0,6	1,1	0,5
2030	0,11	5,6	0,5	3,8			0,5	0,9	0,3
2031	0,10	5,2	0,5	3,7			0,4	0,7	0,2
2032	0,09	4,9	0,4	3,3			0,4	0,7	0,2
2033	0,08	4,5	0,4	3,3			0,3	0,6	0,2
2034	0,07	4,2	0,4	3,2			0,2	0,4	0,1
2035	0,07	3,9	0,4	2,8			0,2	0,5	0,1
2036	0,06	3,6	0,3	2,8			0,2	0,3	0,1
2037	0,06	3,3	0,3	2,8			0,1	0,2	0,0
2038	0,05	3,1	0,3	2,4			0,2	0,3	0,1
2039	0,05	2,9	0,3	2,3			0,1	0,2	0,0
2040	0,04	2,6	0,2	2,3			0,0	0,1	0,0
2041	0,04	2,4	0,2	1,9			0,1	0,2	0,0
2042	0,04	2,3	0,2	1,9			0,1	0,1	0,0

2043	0,03	2,1	0,2	1,8			0,0	0,0	0,0
2044	0,03	1,9	0,2	1,4			0,1	0,2	0,0
2045	0,03	1,8	0,2	1,4		69,6		-69,4	-6,4
TOTAL	**2,71**	**129,0**	**11,6**	**86,3**	**0,0**	**69,6**	**10,5**	**-49,0**	**5,1**

Recursos Contingentes (1C)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (6 meses)	0,14	4,1	0,4	2,8			0,3	0,6	0,6
2021	0,27	9,1	0,8	5,7	0,9		0,9	0,8	0,7
2022	0,29	10,6	1,0	6,0	1,2		1,2	1,3	1,0
2023	0,41	18,5	1,7	7,2	16,5		2,4	-9,2	-6,9
2024	0,56	25,5	2,3	9,0	6,5		3,8	3,9	2,6
2025	0,52	24,1	2,2	8,8			3,8	9,3	5,8
2026	0,48	22,6	2,0	8,2			3,7	8,8	5,0
2027	0,44	21,3	1,9	7,9			3,4	8,1	4,2
2028	0,41	20,1	1,8	7,6			3,1	7,5	3,5
2029	0,37	18,9	1,7	7,0			3,0	7,1	3,0
2030	0,35	17,8	1,6	6,8			2,8	6,6	2,6
2031	0,32	16,8	1,5	6,6			2,6	6,1	2,1
2032	0,30	15,9	1,4	6,0			2,5	5,9	1,9
2033	0,27	15,0	1,4	5,9			2,3	5,5	1,6
2034	0,25	14,2	1,3	5,7			2,2	5,1	1,3
2035	0,24	13,4	1,2	5,2			2,1	4,9	1,2
2036	0,22	12,7	1,1	5,1			2,0	4,6	1,0
2037	0,20	12,0	1,1	4,9			1,8	4,2	0,8
2038	0,19	11,4	1,0	4,4			1,8	4,1	0,7
2039	0,18	10,8	1,0	4,3			1,7	3,8	0,6
2040	0,17	10,2	0,9	4,2			1,5	3,6	0,5
2041	0,15	9,7	0,9	3,7			1,6	3,6	0,5
2042	0,14	9,2	0,8	3,6			1,4	3,3	0,4
2043	0,13	8,8	0,8	3,5			1,3	3,1	0,3
2044	0,13	8,4	0,8	3,0			1,4	3,2	0,3
2045	0,11	7,5	0,7	2,8		69,6		-65,6	-6,1
TOTAL	**7,24**	**368,6**	**33,2**	**146,0**	**25,1**	**69,6**	**54,7**	**40,1**	**29,4**

Recursos Contingentes (2C)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (6 meses)	0,14	4,1	0,4	2,8			0,3	0,6	0,6
2021	0,27	9,2	0,8	5,7	0,9		0,9	0,8	0,7
2022	0,29	10,8	1,0	6,1	1,2		1,2	1,3	1,1
2023	0,61	27,1	2,4	9,4	27,1		4,2	-16,0	-12,0
2024	0,98	44,7	4,0	13,8	16,8		7,4	2,7	1,9
2025	1,00	46,2	4,2	14,3	3,2		7,9	16,6	10,3
2026	0,89	42,2	3,8	13,0			7,4	17,9	10,1
2027	0,80	38,7	3,5	12,2			6,8	16,2	8,3
2028	0,73	36,0	3,2	11,5			6,2	14,9	7,0
2029	0,67	33,6	3,0	10,6			5,9	14,0	5,9
2030	0,61	31,6	2,8	10,2			5,5	13,1	5,0
2031	0,57	29,9	2,7	9,8			5,2	12,2	4,3
2032	0,53	28,5	2,6	9,1			5,0	11,8	3,8
2033	0,49	27,2	2,4	8,8			4,8	11,1	3,2
2034	0,46	26,0	2,3	8,6			4,5	10,6	2,8
2035	0,44	24,9	2,2	8,0			4,4	10,2	2,5
2036	0,41	23,9	2,2	7,8			4,2	9,7	2,1
2037	0,39	22,9	2,1	7,6			4,0	9,2	1,8
2038	0,37	22,0	2,0	7,1			3,9	9,1	1,6
2039	0,35	21,2	1,9	6,9			3,8	8,6	1,4
2040	0,33	20,6	1,9	6,8			3,6	8,3	1,2
2041	0,32	19,9	1,8	6,3			3,6	8,2	1,1
2042	0,30	19,2	1,7	6,1			3,5	7,9	1,0
2043	0,29	18,7	1,7	6,0			3,3	7,6	0,8
2044	0,28	18,2	1,6	5,5			3,4	7,6	0,8
2045	0,25	17,1	1,5	5,3		69,6		-59,3	-5,5
TOTAL	**12,77**	**664,3**	**59,8**	**219,5**	**49,2**	**69,6**	**111,0**	**155,2**	**61,9**

Recursos Contingentes (3C)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$

2020 (6 meses)	0,14	4,1	0,4	2,8			0,3	0,6	0,6
2021	0,27	9,2	0,8	5,8	0,9		0,9	0,8	0,7
2022	0,30	11,0	1,0	6,1	1,2		1,3	1,4	1,2
2023	0,66	29,3	2,6	9,9	27,1		4,8	-15,2	-11,4
2024	1,07	48,9	4,4	14,8	16,8		8,5	4,4	3,0
2025	1,10	50,5	4,5	15,4	3,2		9,0	18,3	11,4
2026	0,99	46,4	4,2	14,1			8,5	19,7	11,1
2027	0,89	43,0	3,9	13,3			7,8	18,1	9,3
2028	0,82	40,5	3,6	12,7			7,3	16,9	7,9
2029	0,76	38,2	3,4	11,8			7,0	16,0	6,8
2030	0,71	36,4	3,3	11,4			6,6	15,2	5,8
2031	0,66	34,9	3,1	11,0			6,3	14,4	5,1
2032	0,63	33,7	3,0	10,4			6,2	14,1	4,5
2033	0,59	32,5	2,9	10,1			5,9	13,5	3,9
2034	0,56	31,5	2,8	9,9			5,7	13,0	3,4
2035	0,53	30,5	2,7	9,4			5,6	12,7	3,0
2036	0,51	29,6	2,7	9,2			5,5	12,3	2,7
2037	0,49	28,7	2,6	9,1			5,3	11,8	2,3
2038	0,47	28,0	2,5	8,5			5,2	11,7	2,1
2039	0,45	27,3	2,5	8,4			5,1	11,3	1,9
2040	0,43	26,7	2,4	8,3			4,9	11,0	1,6
2041	0,41	26,1	2,3	7,8			4,9	11,0	1,5
2042	0,40	25,5	2,3	7,7			4,8	10,7	1,3
2043	0,39	25,1	2,3	7,7			4,7	10,4	1,2
2044	0,37	24,7	2,2	7,2			4,8	10,5	1,1
2045	0,35	23,5	2,1	6,9		69,6		-55,1	-5,1
TOTAL	**14,94**	**786,0**	**70,7**	**249,8**	**49,2**	**69,6**	**137,0**	**209,6**	**76,9**

Observações

1. Os VPLs aqui informados não representam um parecer quanto ao valor de mercado de um bem ou qualquer participação nele.

Anexo II

Diretrizes do PRMS

Sociedade de Engenheiros de Petróleo, Conselho Mundial do Petróleo, Associação Americana de Geólogos de Petróleo, Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros

Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos

Definições e Diretrizes[1]

(Revisadas em junho de 2018)

Tabela 1 - Classes e Subclasses de Recursos Recuperáveis

Classe / Subclasse	Definição	Diretrizes
Reservas	Reservas são os volumes de petróleo que, segundo previsão, poderão ser comercialmente recuperados por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de determinada data em condições definidas.	As Reservas devem atender quatro critérios: descoberta, recuperável, comercial e remanescente com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ademais categorizadas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas segundo o *status* de desenvolvimento e produção. Para ser incluído na classe de Reservas, o projeto deve estar suficientemente definido de forma a estabelecer sua viabilidade comercial (ver Seção 2.1.2, Determinação da Comercialidade). Inclui-se aí exigência de haver comprovação de intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de prazo razoável. O prazo razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora seja recomendado um período de cinco anos como referência, poderia ser aplicado prazo mais longo caso, por exemplo, o desenvolvimento de projeto econômico fosse adiado a critério do produtor por, entre outras coisas, razões relacionadas ao mercado ou para consecução de objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa de classificação como Reservas deve ser claramente documentada. Para inclusão na classe de Reservas, deve haver alto grau de confiança na maturidade comercial e produtibilidade econômica do reservatório com respaldo em testes efetivos de produção ou formação. Em certos casos, as Reservas poderão ser atribuídas com base em perfilagens de poços e/ou análise de testemunho que indiquem que o reservatório em questão apresenta hidrocarboneto e é análogo a reservatórios da mesma área que estão produzindo ou demonstraram capacidade de produção em testes de formação.
Em Produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou tem capacidade de	O critério chave é que o projeto esteja recebendo receita de vendas, e não que o projeto de desenvolvimento aprovado esteja necessariamente completo. Inclui Reservas Produtoras Desenvolvidas.

[1] Estas Definições e Diretrizes são extraídas do documento completo do Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo (revisado em junho de 2018).

	produzir e vender petróleo ao mercado.	O portão de decisão de projeto é a decisão quanto a iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.
Aprovado para Desenvolvimento	Todas as necessárias aprovações foram obtidas, recursos de capital foram compromissados e a efetivação do projeto de desenvolvimento está pronta para começar ou está em andamento.	A esta altura, deve haver certeza de que o projeto de desenvolvimento terá continuidade. O projeto não deve estar sujeito a quaisquer contingências, como aprovações regulatórias ou contratos de compra e venda pendentes. Os dispêndios de capital previstos devem ser incluídos no orçamento aprovado do ano corrente ou seguinte da entidade declarante. O portão de decisão de projeto é a decisão de iniciar o investimento de capital na construção das instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.
Justifica-se para Desenvolvimento	A efetivação do projeto de desenvolvimento se justifica com base em condições comerciais previstas razoáveis quando do relatório, e há expectativas razoáveis de que todas as aprovações/contratos necessários serão obtidos.	Para passar a este nível de maturidade de projeto e, consequentemente, conseguir que as Reservas sejam associadas com ele, o projeto de desenvolvimento deve ser comercialmente viável quando do relatório (ver Seção 2.1.2, Determinação de Comercialidade) e circunstâncias específicas do projeto. Todas as entidades participantes concordaram e há comprovação de projeto compromissado (intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de prazo razoável). Não devem existir contingências conhecidas que possam impedir a continuidade do desenvolvimento (ver classe de Reservas). O portão de decisão de projeto é a decisão pela entidade declarante e seus parceiros, se houver, que o projeto atingiu nível de maturidade técnica e comercial suficiente para justificar a continuidade do desenvolvimento naquele momento.
Recursos Contingentes	Os volumes estimados de petróleo, em determinada data, que poderão ser potencialmente recuperados de acumulações conhecidas por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento, contudo, que não são atualmente considerados comercialmente recuperáveis em razão de uma ou mais contingências.	Os Recursos Contingentes poderão incluir, por exemplo, projetos para os quais atualmente não existirem mercados viáveis, caso a recuperação comercial dependa de tecnologia em processo de desenvolvimento, caso a avaliação da acumulação seja insuficiente para estimar claramente a comercialidade, caso o plano de desenvolvimento ainda não esteja aprovado, ou caso possam existir questões regulatórias ou de aceitação social. Os Recursos Contingentes são ademais categorizados em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou caracterizados pelo *status* econômico.
Desenvolvimento Pendente	Acumulação descoberta na qual atividades do projeto	O projeto é havido por ter potencial razoável para eventual desenvolvimento comercial, na medida em que

	estão em andamento para justificar desenvolvimento comercial no futuro previsível.	aquisição de dados adicional (por exemplo, dados de perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estejam atualmente em andamento visando confirmar que o projeto é comercialmente viável e proporcionar a base para seleção de plano de desenvolvimento apropriado. As contingências cruciais foram identificadas e espera-se razoavelmente que sejam solucionadas dentro de prazo razoável. Observar que resultados de estimativa/avaliação abaixo das expectativas poderiam acarretar a reclassificação do projeto como *status* Suspenso ou Não Viável. O portão de decisão de projeto é a decisão de realizar aquisição de dados e/ou estudos adicionais visando levar o projeto a nível de maturidade técnica e comercial no qual possa ser tomada decisão de dar continuidade ao desenvolvimento e produção.
Desenvolvimento Suspenso	Acumulação descoberta na qual as atividades do projeto estejam suspensas e/ou na qual a justificativa como desenvolvimento comercial possa estar sujeita a demora significativa.	O projeto é havido por ter potencial para desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a demora significativa. Observar que alteração de circunstâncias, não haver mais probabilidade de contingência crucial ser removida no futuro previsível, poderia acarretar reclassificação do projeto como *status* Não Viável. O portão de decisão de projeto é a decisão de dar continuidade à avaliação adicional visando esclarecer o eventual potencial para desenvolvimento comercial ou temporariamente suspender ou adiar atividades adicionais na dependência da solução de contingências externas.
Desenvolvimento Por Esclarecer	Acumulação descoberta na qual as atividades do projeto estão sob avaliação e cuja justificativa como desenvolvimento comercial é desconhecida com base nas informações disponíveis.	O projeto é havido por ter potencial para eventual desenvolvimento comercial, contudo, estão em andamento atividades de estimativa/avaliação adicionais para esclarecer o potencial para eventual desenvolvimento comercial. Esta subclasse requer estimativa ou avaliação ativa e não deve ser mantida sem plano de avaliação futura. A subclasse deve refletir as ações necessárias para levar projeto à maturidade comercial e produção econômica.
Desenvolvimento Não Viável	Acumulação descoberta em relação à qual à época não existem planos atuais de desenvolvimento ou aquisição de dados adicionais em razão de potencial de produção limitado.	O projeto não é havido por ter potencial para eventual desenvolvimento comercial à época do relatório, contudo, os volumes teoricamente recuperáveis são registrados de forma que oportunidade em potencial seja reconhecida no caso de alteração importante de tecnologia ou condições comerciais. O portão de decisão de projeto é a decisão de não realizar aquisição de dados ou estudos adicionais em reação ao projeto no futuro previsível.
Recursos	Os volumes de petróleo	As potenciais acumulações são avaliadas de acordo com

Prospectivos	que, segundo estimativa, em determinada data, poderão ser potencialmente recuperados de acumulações não descobertas.	a probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, os volumes estimados que seriam recuperáveis segundo projetos de desenvolvimento definidos. Reconhece-se que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos pormenorizados e dependerão em maior grau de desenvolvimentos analógicos nas primeiras fases de exploração.
Prospecto	Projeto associado a potencial acumulação suficientemente bem definida de forma a representar objetivo de perfuração viável.	As atividades de projeto se concentram na avaliação da probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, na gama de volumes recuperáveis em potencial segundo programa de desenvolvimento comercial.
Lead	Projeto associado a potencial acumulação atualmente mal definida e que exige mais aquisição de dados e/ou avaliação para ser classificado como Prospecto.	As atividades de projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou realização de avaliação adicional visando confirmar se o Lead pode ou não ser amadurecido tornando-se Prospecto. Tal avaliação inclui a avaliação da probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, da gama de potencial recuperação em hipóteses de desenvolvimento viáveis.
Play	Projeto associado a tendência prospectiva de prospectos em potencial, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação de forma a definir Leads ou Prospectos específicos.	As atividades de projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou realização de avaliação adicional visando definir Leads ou Prospectos específicos para análise mais pormenorizada de sua probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, da gama de potencial recuperação em situações de desenvolvimento hipotéticas.

Tabela 2 - Definições e Diretrizes de Status de Reservas

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Desenvolvidas	Volumes que se espera recuperar de poços e instalações existentes.	As Reservas são consideradas desenvolvidas somente depois de os equipamentos necessários terem sido instalados, ou quando os respectivos custos sejam relativamente pequenos em comparação com o custo de um poço. Caso as instalações necessárias fiquem indisponíveis, talvez seja necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas poderão ser subclassificadas como Produtoras ou Não Produtoras.
Reservas Produtoras Desenvolvidas	Volumes esperados a ser recuperados de intervalos de completação que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa.	Reservas de recuperação melhorada são consideradas produtoras apenas depois que o projeto de recuperação melhorada estiver operando.
Reservas Não Produtoras	Reservas Shut-in e *behind-pipe*.	Espera-se que as Reservas Shut-in sejam recuperadas de (1) intervalos de completação abertos quando da

Desenvolvidas		estimativa, mas que ainda não iniciaram a produção, (2) poços que foram fechados em razão de condições de mercado ou conexões de gasoduto, ou (3) poços sem capacidade de produção por motivos mecânicos. Espera-se que Reservas Behind-pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que requererão trabalho de conclusão adicional ou futura reconclusão antes do início da produção com pequeno custo de acesso a estas reservas. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restabelecida com gasto relativamente baixo em comparação com o custo de perfuração de novo poço.
Reservas Não Desenvolvidas	Volumes que se espera sejam recuperados por meio de futuros investimentos significativos.	As Reservas Não Desenvolvidas serão produzidas (1) de poços novos em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) de poços profundos existentes para reservatório diferente (contudo conhecido), (3) de poços existentes que aumentarão a recuperação, ou (4) caso gasto relativamente grande (por exemplo, em comparação ao custo de perfuração de novo poço) seja necessário para (a) recompletar poço existente ou (b) montar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primária ou melhorada.

Tabela 3- Definições e Diretrizes de Categoria de Reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provadas	Os volumes de petróleo que, mediante análise de dados geológicos e de engenharia, podem ser estimados com certeza razoável como comercialmente recuperáveis a partir de determinada data de reservatórios conhecidos e segundo condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais definidos.	Caso sejam utilizados métodos determinísticos, o termo "certeza razoável" destina-se a expressar alto grau de confiança de que os volumes serão recuperados. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 90% (P90) de que os volumes recuperados efetivamente serão iguais ou superiores à estimativa. A área do reservatório considerada Provada inclui (1) a área delineada por perfuração e definida por contatos fluidos, se houver, e (2) partes adjacentes não perfuradas do reservatório que possam ser razoavelmente consideradas contínuas a ela e comercialmente produtivas com base em dados geológicos e de engenharia disponíveis. Na ausência de dados sobre contatos fluidos, os volumes Provados de reservatório são limitados pelo LKH observado em penetração de poço, salvo indicação em contrário de dados geológicos, de engenharia ou desempenho definitivos. Tais informações definitivas poderão incluir análise de gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos por si só talvez não sejam suficientes para definir contatos fluidos em relação a Reserva Provada.

		As Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provadas contanto que: A. Os locais fiquem em áreas não perfuradas do reservatório que possam ser havidas com certeza razoável por comercialmente maduras e economicamente produtivas. B. As interpretações de dados geológicos e de engenharia disponíveis indiquem com certeza razoável que a formação objetiva é lateralmente contínua com locais Provados perfurados. Em relação a Reservas Provadas, a eficiência da recuperação aplicada a estes reservatórios deve ser definida com base em gama de possibilidades respaldadas por dados análogos e bom julgamento de engenharia levando em consideração as características da área Provada e o programa de desenvolvimento aplicado.
Reservas Prováveis	Reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique haver menor probabilidade de recuperação do que as Reservas Provadas, contudo maior certeza de recuperação do que as Reservas Possíveis.	É igualmente provável que volumes remanescentes efetivos recuperados serão superiores ou inferiores à soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis (2P). Neste contexto, caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 50% de os volumes efetivos recuperados serem iguais ou superiores à estimativa 2P. As Reservas Prováveis poderão ser atribuídas a áreas de reservatório adjacentes a Reserva Provada cujo controle de dados ou interpretações de dados disponíveis apresentem menor certeza. A continuidade de reservatório interpretada talvez não atenda os critérios de certeza razoáveis. Estimativas de Reservas Prováveis também incluem aumento de recuperações associadas a eficiências de recuperação de projeto para além daquelas supostas para Reservas Provadas.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique apresentarem menor probabilidade de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.	Os volumes totais em última instância recuperados do projeto apresentam baixa probabilidade de exceder a soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis mais Reservas Possíveis (3P), que é equivalente à hipótese de alta estimativa. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 10% (P10) de que os volumes efetivos recuperados serão iguais ou superiores à estimativa 3P. As Reservas Possíveis poderão ser atribuídas a áreas de reservatório adjacente a Reservas Prováveis cujo controle de dados e interpretações de dados disponíveis apresentem progressivamente menor certeza. Com frequência, podem ficar em áreas cujos dados geológicos e de engenharia não podem definir claramente os limites

		da área e do reservatório vertical de produção econômica a partir do reservatório por meio de projeto definido, comercialmente maduro. As estimativas de Reservas Possíveis também incluem aumento de volume associado a eficiências de recuperação de projeto para além daquelas pressupostas para Reservas Prováveis.
Reservas Prováveis e Possíveis	Veja acima critérios separados relativos a Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	As estimativas 2P e 3P poderão tomar por base interpretações técnicas alternativas razoáveis dentro do reservatório e/ou projeto em questão que sejam claramente documentados, inclusive comparações com resultados de projetos semelhantes bem-sucedidos. Em acumulações convencionais, Reservas Prováveis e/ou Reservas Possíveis poderão ser atribuídas caso dados geológicos e de engenharia identifiquem partes diretamente adjacentes de reservatório dentro da mesma acumulação que possam ser separadas de áreas Provadas por pequenas falhas ou outras descontinuidades geológicas e não apresentem bocas de poço, contudo, possam ser havidas por se comunicarem com o reservatório (Provado) conhecido. As Reservas Prováveis ou Possíveis poderão ser atribuídas a áreas estruturalmente mais altas do que a área Provada. As Reservas Possíveis (e, em alguns casos, Prováveis) podem ser atribuídas a áreas estruturalmente mais baixas do que a área Provada adjacente ou área 2P. Deve-se usar de cautela ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas grandes, potencialmente marcando até este reservatório ser penetrado e avaliado como comercialmente maduro e economicamente produtivo. A justificativa para atribuir Reservas em tais casos deve ser claramente documentada. Não devem ser atribuídas Reservas a áreas que estejam claramente separadas de acumulação conhecida por reservatório não produtivo (ou seja, ausência de reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos de teste); tais áreas podem conter Recursos Prospectivos. Em acumulações convencionais nas quais a perfuração tiver definido a mais alta elevação de petróleo conhecida e existir potencial para tampão de gás associado, Reservas Provadas de petróleo devem ser atribuídas apenas nas partes estruturalmente mais altas do reservatório caso haja certeza razoável de que tais partes estão inicialmente acima da pressão de ponto de bolha com base em análises de engenharia documentadas. Partes do reservatório que não atendam esta certeza poderão ser atribuídas como petróleo e/ou gás Prováveis e Possíveis com base em interpretações de propriedades de fluidos e gradiente de pressão de

		reservatório.

Figura 1.1 - ESTRUTURA DE CLASSIFICAÇÃO DE RECURSOS

(figura)

Legenda:

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EXISTENTE (PIIP)	**PIIP DESCOBERTO**	**PRODUÇÃO**		**Probabilidade Crescente de Comercialidade**
		COMERCIAL	**RESERVAS** Provadas Baixas Prováveis Melhor Estimativa Possíveis Altas	
		SUBCOMERCIAL	**RECURSOS CONTINGENTES**	
		NÃO RECUPERÁVEL		
	PIIP NÃO DESCOBERTO		**RECURSOS PROSPECTIVOS**	
			NÃO RECUPERÁVEIS	
	Intervalo de Incerteza Não segue a escala			

Figura 2.1 - **SUBCLASSES COM BASE NA MATURIDADE DO PROJETO**

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EXISTENTE (PIIP)	**PIIP DESCOBERTO**	**PRODUÇÃO**		**Subclasses de Maturidade de Projeto**	**Probabilidade Crescente de Comercialidade**
		COMERCIAL	**RESERVAS**	**Em Produção**	
				Aprovado para Desenvolvimento	
				Justifica-se para Desenvolvimento	
		SUBCOMERCIAL	**RECURSOS CONTINGENTES**	**Desenvolvimento Pendente**	
				Desenvolvimento Suspenso	
				Desenvolvimento Não Esclarecido	
				Desenvolvimento Não Viável	
		NÃO RECUPERÁVEL			
	PIIP NÃO RECUPERÁVEL		**RECURSOS**	**Prospecto**	

			PROSPECTIVOS	**Lead**	
				Play	
			NÃO RECUPERÁVEL		
			Intervalo de Incerteza	Não segue a escala	

Anexo III

Glossário

Glossário - Termos e Abreviações Padrão do Setor Petrolífero

%	Percentual
1M05	Primeira metade (6 meses) de 2005 (exemplo)
2T06	Segundo trimestre (3 meses) de 2006 (exemplo)
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional
4D	Quadridimensional
1P	Reservas Provadas
2P	Reservas Provadas mais Reservas Prováveis
3P	Reservas Provadas mais Reservas Prováveis mais Reservas Possíveis
ABEX	Despesa com Abandono
ACQ	Volume Contratado Anual
ºAPI	Graus API (Instituto Americano do Petróleo)
AAPG	Associação Americana de Geólogos de Petróleo
AVO	Amplitude versus Deslocamento
A$	Dólares australianos
B	Bilhões (10^9)
Bbl	Barris
/Bbl	por barril
BBbl	Bilhões de Barris
BHA	Composição de Fundo de Poço
BHC	Fundo de Poço Compensado
Bscf ou Bcf	Bilhões de pés cúbicos padrão
Bscfd ou Bcfd	Bilhões de pés cúbicos padrão por dia
Bm^3	Bilhões de metros cúbicos
bcpd	Barris de condensado por dia
BHP	Pressão de Fundo de Poço
blpd	Barris de líquido por dia

bpd	Barris por dia
boe	Barris de óleo equivalente @ xxx mcf/Bbl
boepd	Barris de óleo equivalente por dia @ xxx mcf/Bbl
BOP	B.O.P. de gaveta
bopd	Barris de petróleo por dia
bwpd	Barris de água por dia
BS&W	Sedimento e água de fundo de poço
BTU	Unidades Térmicas Britânicas
bwpd	Barris de água por dia
CBM	Metano de Camada de Carvão
CO_2	Dióxido de Carbono
CAPEX	Dispêndio de Capital
CCGT	Turbina a Gás de Ciclo Combinado
cm	centímetros
CMM	Metano de Mina de Carvão
CNG	Gás Natural Comprimido
Cp	Centipoise (medida de viscosidade)
CSG	Gases de Jazidas de Carvão
CT	Imposto sobre Pessoas Jurídicas
D1BM	Design One, Build Many
DCQ	Volume Contratado Diário
Deg C	Graus Célsius
Deg F	Graus Fahrenheit
DHI	Indicador Direto de Hidrocarboneto
DLIS	Digital Log Interchange Standard
DST	Teste de Formação
DWT	Tonelada de Peso Bruto
E&A	Exploração e Avaliação
E&P	Exploração e Produção
EBIT	Lucros antes de Juros e Impostos
EBITDA	Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização
ECS	Espectroscopia de Captura Elementar
EI	Participação nos Direitos
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental

ELT	Teste de Limite Econômico
EMV	Valor Monetário Previsto
EOR	Aumento da Recuperação de Petróleo
EUR	Melhor Recuperação Estimada
FDP	Plano de Desenvolvimento de Campo
FEED	Front End Engineering and Design
FPSO	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Escoamento
FSO	Unidade Flutuante de Armazenamento e Escoamento
FWL	Nível de Água Livre
ft	Pé/pés
Fx	Taxa de Câmbio
g	grama
g/cc	gramas por centímetro cúbico
gal	galão
gal/d	galões por dia
G&A	Custos Gerais e Administrativos
GBP	Libras Esterlinas
GCoS	Probabilidade Geológica de Sucesso
GDT	Gas Down to
GIIP	Gás inicialmente Existente
GJ	Gigajoules (um bilhão de Joules)
GOC	Contato Petróleo Gás
GOR	Índice Petróleo/Gás
GRV	Volumes Brutos de Rocha
GTL	Gás a Líquidos
GWC	Contato água/gás
HDT	Hydrocarbons Down to
HSE	Saúde, Segurança e Meio Ambiente
HSFO	Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
HUT	Hydrocarbons up to
H_2S	Gás Sulfídrico
IOR	Recuperação de Petróleo Melhorada
IPP	Produtor Independente de Energia
IRR	Taxa Interna de Retorno

J	Joule (medida métrica de energia) 1 quilojoule = 0,9478 BTU)
k	Permeabilidade
KB	Kelly Bushing - bucha da haste quadrada
KJ	Quilojoules (Um Mil Joules)
kl	Quilolitros
km	Quilômetros
km^2	Quilômetros quadrados
kPa	Milhares de Pascals (medida de pressão)
KW	Quilowatt
KWh	Quilowatt hora
LAS	Log ASCII Standard
LKG	Menor Nível de Gás Conhecido
LKH	Menor Nível de Hidrocarbonetos Conhecidos
LKO	Menor Nível de Óleo Conhecido
LNG	Gás Natural Liquefeito
LoF	Vida do Campo
LPG	Gás Liquefeito de Petróleo
LTI	Acidente com Afastamento
LWD	Perfilagem durante a perfuração
m	Metros
M	Mil
m^3	Metros cúbicos
Mcf ou Mscf	Mil pés cúbicos padrão
MCM	Reunião do Comitê de Gestão
MMcf ou MMscf	Milhões de pés cúbicos padrão
m^3/d	Metros cúbicos por dia
mD	Medida de Permeabilidade em milidarcys
MD	Profundidade Medida
MDT	Testador Dinâmico Modular
Média	Média aritmética de série de números
Mediana	Valor mediano de série de valores
MFT	Testador de Múltiplas Formações
mg/l	miligramas por litro
MJ	Megajoules (Um Milhão de Joules)

Mm^3	Mil Metros Cúbicos
Mm^3/d	Mil metros Cúbicos por dia
MM	Milhões
MMm^3	Milhões de Metros Cúbico
MMm^3/d	Milhões de Metros Cúbicos por dia
MMBbl	Milhões de barris
MMBTU	Milhões de Unidades Térmicas Britânicas
Moda	Valor que existe com maior frequência em série de valores = mais provável
Mscfd	Mil pés cúbicos padrão por dia
MMscfd	Milhões de pés cúbicos padrão por dia
MW	Megawatt
MWD	Medição durante a Perfuração
MWh	Megawatt Hora
mya	Milhões de anos atrás
NGL	Líquidos de Gás Natural
N_2	Nitrogênio
NTG	Índice Líquido/Bruto
VPL	Valor Presente Líquido
OBM	Lama à Base de Óleo
OCM	Reunião do Comitê Operacional
ODT	Oil-Down-To
OGIP	Gás Original Existente
OOIP	Petróleo Original Existente
OPEX	Gasto Operacional
OWC	Contato Água Petróleo
p.a.	Por ano
Pa	Pascals (medida métrica de pressão)
P&A	Tamponado e Abandonado
PDP	Provado Desenvolvido Produzindo
PI	Índice de Produtividade
PIIP	Petróleo Inicialmente Existente
PJ	Petajoules (10^{15} Joules)
PSDM	Migração à Profundidade Pós-Empilhamento
psi	Libras por polegada quadrada

psia	Libras por polegada quadrada absoluta
psig	Libras por polegada quadrada
PUD	Não Desenvolvida Provada
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
P10	Probabilidade de 10%
P50	Probabilidade de 50%
P90	Probabilidade de 90%
Rf	Fator de recuperação
RFT	Testador de Formação Repetida
RT	Tabela Rotativa
R/P	Reserva/Produção
R_w	Resistividade da água
SCAL	Análise de núcleo especial
cf ou scf	Pés Cúbicos Padrão
cfd ou scfd	Pés Cúbicos Padrão por dia
scf/ton	Pés cúbicos Padrão por tonelada
SL	Método linear (de depreciação)
So	Saturação de Óleo
SPM	Ancoragem em Ponto Único
SPE	Sociedade de Engenheiros de Petróleo
SPEE	Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo
SPS	Sistema Submarino de Produção
SS	Submarino
stb	Barril *stock tank*
STOIIP	Estimativa de óleo no local
S_w	Saturação de Água
T	Toneladas métricas
TD	Profundidade Total
Te	Equivalente de toneladas métricas
THP	Pressão de Cabeça de Produção
TJ	Terajoules (10^{12} Joules)
Tscf ou Tcf	Trilhões de pés cúbicos padrão
TCM	Reunião do Comitê Técnico
TOC	Carbono Orgânico Total

TOP	Take or Pay
Tpd	Toneladas métricas por dia
TVD	Verdadeira Profundidade Vertical
TVDss	Verdadeira Profundidade Vertical Submarina
UFR	Oleodutos e Risers Umbilicais
USGS	Pesquisa Geológica Americana
US$	Dólar norte-americano
VLCC	Super Petroleiros para Petróleo Bruto
VSP	Perfilamento Sísmico Vertical
WC	Corte de Água
WI	Participação
WPC	Conselho Mundial de Petróleo
WTI	West Texas Intermediate
wt%	Peso Percentual

Gaffney Cline

Auditoria de Recursos Contingentes

Polo Río Ventura, Brasil

Em 30 de junho de 2020

Elaborado para

SPE 3R Petroleum

4 de agosto de 2020

Gaffney, Cline & Associates, Inc.

4 de agosto de 2020

Jorge Lorenzón

Gestor de E&P

SPE 3R Petroleum

Praia de botafogo 440, andar 13

Botafogo, RJ

Rio de Janeiro, Brasil

Jorge.lorenzon@3rpetroleum.com.br

Prezado Jorge,

Auditoria de Recursos Contingentes, Polo Río Ventura, Brasil

Introdução

A pedido da SPE 3R Petroleum (3R ou "o Cliente"), Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) realizou uma auditoria de Recursos Contingentes do Polo Río Ventura, localizado onshore na Bacia Potiguar, estado do Ceará, Brasil, em 30 de junho de 2020, onde a 3R está prestes a adquirir, nas próximas duas semanas, uma Participação de 100% do atual titular da licença aguardando apenas a formalização das assinaturas. O acesso definitivo da 3R à concessão aguarda a aprovação da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

A auditoria inclui os seguintes oito campos localizados dentro do *cluster* produtivo do Polo Río Ventura: Água Grande, Bonsucesso, Pojuca, Río Pojuca, Pedrinhas, Tapiranga, Tapiranga Norte e Fazenda Alto das Pedras

Com base na análise realizada, todos os volumes citados foram classificados como Recursos Contingentes Economicamente Viáveis por serem projetos tecnicamente viáveis com fluxos de caixa positivos em condições projetadas razoáveis, porém sujeitos às seguintes duas contingências principais: a aprovação da ANP e a prorrogação do atual contrato de concessão, que expira em 30 de agosto de 2025.

Os volumes de recursos contingentes 1C, 2C e 3C citados neste relatório poderiam ser atribuídos e classificados como reservas da 3R em suas categorias equivalentes 1P, 2P, 3P do PRMS, com base no mesmo plano de desenvolvimento descrito neste relatório e quando (i) os direitos legais às concessões atuais forem transferidos da Petrobras à 3R e (ii) os pedidos de extensão das conceções receberem a aprovação definitiva da ANP.

Para classificar os volumes citados neste relatório como reservas, a GaffneyCline realizará uma nova auditoria de reservas em nova data de vigência a ser definida com a 3R. Os volumes de Recursos Contingentes citados neste relatório podem sofrer alterações devido a variações nos planos de desenvolvimento da 3R ou nas condições econômicas de mercado.

Para os fins deste relatório, utilizamos dados técnicos e econômicos especificados pela 3R incluindo, entre outros, perfilagens de poços, mapas geológicos, dados de testes e produção de poços, preços históricos, informações de custos e participações em propriedades conforme discutido em parágrafos posteriores deste relatório.

Além dessas premissas, nossas estimativas têm como base certas premissas, incluindo, entre outras, que as propriedades serão incorporadas de acordo com os planos de desenvolvimento fornecidos a nós pela 3R.

Este relatório refere-se específica e exclusivamente ao objeto, conforme definido no escopo de trabalho (SOW) apresentado aqui, e está condicionado às premissas especificadas. A 3R está planejando apresentar este relatório a instituições financeiras. Este relatório deve ser considerado em sua totalidade e utilizado apenas para o fim a que se destina.

Em conformidade com suas instruções, estimamos no Anexo I o fluxo de caixa líquido futuro com base nos volumes de recursos contingentes, citados utilizando uma perspectiva razoável do preço do petróleo em 30 de junho de 2020.

Conforme solicitado, o fluxo de caixa apresentado não inclui nenhuma tarifa de assinatura (pagamento de bônus de entrada) para conceder acesso à concessão atual ou à prorrogação da concessão atual.

As estimativas neste relatório foram elaboradas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS) de junho de 2018, v1.01 apresentado no Anexo II. No Anexo III, há uma lista de abreviaturas utilizadas neste relatório.

Sumário e Conclusões

Com base em informações técnicas e outras informações disponibilizadas à GaffneyCline a respeito dessas propriedades, a GraffneyCline fornece, conforme solicitado pela 3R, a demonstração do Total de Recursos Contingentes nas tabelas a seguir.

O parecer da GaffneyCline é que as estimativas dos Recursos Contingentes em 30 de junho de 2020 apresentadas na Tabela 1 e na Tabela 2 são razoáveis, e a classificação e categorização dos recursos contingentes são adequadas e compatíveis com as definições e diretrizes adotadas.

Tabela 1: Demonstração do Total de Recursos Contingentes em 30 de junho de 2020, Polo Río Ventura

	Bruto (100%)		**Bruto IWI)**			
Total de Recursos Contingentes	**Total de Recursos Contingentes**		**Total de Recursos Contingentes**		**Total de Recursos Contingentes**	
	Petróleo	**Gás**	Petróleo	**Gás**	Petróleo	**Gás**
	(MMbbl)	**(Bscf)**	**(MMbbl)**	**(Bscf)**	**(MMbbl)**	**(Bscf)**
1C	14.1	8.6	14.1	8.6	14.1	8.6
2C	22.3	15.4	22.3	15.4	22.3	15.4
3C	32.3	22.7	32.3	22.7	32.3	22.7

Obs.:

a. Os recursos contingentes brutos (100%) correspondem a 100% do Total estimado de Recursos Contingentes Economicamente Viáveis.

b. Os recursos contingentes brutos (WI) correspondem à participação operacional da 3R no Total do Total estimado de Recursos Contingentes Economicamente Viáveis.

c. Os recursos contingentes líquidos (NRI) correspondem à participação da 3R na receita líquida do Total estimado de Recursos Contingentes Economicamente Viáveis. Os royalties são pagos em dinheiro e não estão sujeitos a pagamentos “em espécie”; portanto, os volumes líquidos não foram

reduzidos considerando os royalties.

d. A data de expiração da concessão de todas as propriedades é 30 de agosto de 2025, com exceção de Tapiranga e Tapiranga Norte, que vencem em 2037. Tapiranga e Tapiranga Norte estão fechados e sem recursos contingentes.

e. A 3R espera prorrogar a concessão por um período de até 27 anos.

Tabela 2: Demonstração de Recursos Contingentes até o término da Concessão atual (EOC) em 30 de junho de 2020, Polo Río Ventura

Recursos Contingentes até o EOC	Bruto (100%)		Bruto (WI)		Líquido (NRI)	
	Recursos Contingentes para EOC		Recursos Contingentes para EOC		Recursos Contingentes para EOC	
	Petróleo (MMbbl)	Gás (Bscf)	Petróleo (MMbbl)	Gás (Bscf)	Petróleo (MMbbl)	Gás (Bscf)
1C	**5.2**	**3.8**	**5.2**	**3.8**	**5.2**	**3.8**
2C	**7.0**	**5.4**	**7.0**	**5.4**	**7.0**	**5.4**
3C	**9.0**	**6.9**	**9.0**	**6.9**	**9.0**	**6.9**

Observações:

a. Os recursos contingentes de Petróleo Bruto (100%) correspondem a 100% dos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da concessão atual (que expira em 31 de agosto de 2025).

b. Os recursos contingentes de Petróleo Bruto (WI) correspondem à participação operacional da 3R nos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da concessão atual (que expira em 31 de agosto de 2025).

c. Os recursos contingentes de Petróleo Líquido (NRI) correspondem à participação da 3R na receita líquida dos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da concessão atual (que expira em 31 de agosto de 2025). Os royalties são pagos em dinheiro e não estão sujeitos a pagamentos "em espécie"; portanto, os volumes líquidos não foram reduzidos considerando os royalties.

A GaffneyCline conclui que a derivação das estimativas de volumes são adequadas e que a qualidade dos dados levados em consideração e a profundidade e rigor do processo de estimativa são adequados para o escopo do projeto.

Discussão

Este exame de auditoria teve como base as estimativas de recursos e outras informações fornecidas pela 3R à GaffneyCline e incluiu os testes, procedimentos e ajustes que foram considerados necessários. Todas as questões que surgiram durante o processo de auditoria foram resolvidas à satisfação da GaffneyClines.

Os Recursos Contingentes 1C citados no perfil de Produção Básica mostrado no Anexo 1 foram estimados utilizando uma análise convencional de curvas de declínio ou uma tendência de perfil da relação água/petróleo em comparação à produção acumulada de petróleo. Volumes adicionais de 2C e 3C acima da estimativa de 1C associados com diferentes tendências de declínio forneceram uma estimativa de 2C e 3C.

Os recursos adicionais citados para futuras perfurações, intervenções e *tie in* de poços atualmente fechados (*shutins*) tiveram como base tipos de poços construídos com a produção histórica de poços análogos. Volumes adicionais de 2C e 3C também foram incluídos.

O plano de desenvolvimento futuro inclui diversas atividades, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3: Contagem e Categorização de Atividades

Atividade	C1	C2	C3
Poços verticais	**22**	**10**	**1**
Poços horizontais		**2**	**2**
Intervenções	**33**	**15**	**14**
Shutins	**94**	**51**	**50**

Os testes econômicos com os volumes de Recursos Contingentes tiveram como base o cenário futuro da 3R com relação aos preços do petróleo Brent, que a GaffneyCline considera razoável. A 3R apresentou o desconto sobre o petróleo como Brent - US$0,64/Bbl * (1-3,66%). Os preços líquidos de petróleo estão mencionados na Tabela 4.

A participação operacional é de 100%. O término da concessão é em 31 de agosto de 2025 e a 3R informou a GaffneyCline que solicitará a prorrogação da concessão nos próximos meses.

A Lei do Petróleo, Artigo 47, afirma que "... os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional..." e, portanto, os royalties de 10% mais um adicional de 1% dos royalties para os proprietários da superfície estabelecidos pelo contrato de concessão foram tratados como deduções de caixa em vez de reduções de volumes.

O imposto de renda é de 34%. Os impostos não incluem o Imposto de Participação Especial. Outros impostos como o PIS (Programa de Integração Social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) são recuperados financeiramente pela 3R e, portanto, não foram incluídos.

Os custos de capital e despesas operacionais futuros estimados pela 3R foram derivados das projeções do programa de desenvolvimento para cada campo. Os principais custos de capital incluem o custo relacionado à atividade futura mostrado na Tabela 3. Os custos de perfuração e completação para os poços verticais e horizontais futuros foram estimados em US$2,44 milhões e US$0,88 milhões por poço, respectivamente. Os custos de intervenção e *shutin* foram estimados em uma média de US$0,15 milhão por poço.

Os custos de abandono foram estimados em US$20,1 milhões.

A GCA constatou que os investimentos de capital e as despesas operacionais projetados são suficientes para produzir economicamente os volumes projetados.

As despesas operacionais foram estimadas pela 3R com base nos contratos de prestação de serviços futuros que estão atualmente em negociação e incluem custos fixos relacionados a contratos de operação de serviço de poços, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, Saúde, Segurança e Meio Ambiente (HSE) e outros custos fixos (*overhead*) de US$4,16 milhões ao ano. Os custos variáveis foram estimados em US$5,7/Bbl de petróleo e incluem custos de Extração (*Pulling*), Substâncias Químicas, Energia e Transporte (*Trucking*).

Os custos de capital e operacionais foram indexados em 2% ao ano. Os fluxos de caixa encontram-se no Anexo I.

Na opinião da GaffneyClines, as estimativas dos volumes de Recursos Contingentes são, no total, razoáveis e a categorização é adequada e compatível com as definições do Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS), que foi aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros em junho de 2018, Versão 1.01 (ver Anexo II).

O teste de Limite Econômico e o Fluxo de Caixa mostrados no Anexo I foram estimados com as seguintes premissas de preço:

Tabela 4: Cenário de Preços Efetivos do Cliente

Ano	Brent	Petróleo Líquido
	US$/Bbl	US$/Bbl
2020	38,9	**36.9**.
2021	43,0	**40.8**.
2022	46,5	**44.2**.
2023	55,0	**52.4**.
2024	56,0	**53.3**.
2025	56,4	**53.7**.
2026	57,5	**54.8**.
2027	58,7	**55.9**.
2028	59,9	**57.1**.
2029	61,1	**58.2**.
2030	62,3	**59.4**.
2031	63,5	**60.6**.
2032	64,8	**61.8**.
2033	66,1	**63.1**.
2034	67,4	**64.3**.
2035	+1,5%/ano	+1,5%/ano

A Gaffney Cline estimou um preço de equilíbrio *(breakeven)* para os fluxos de caixa líquido mostrados no Anexo I. Os preços de equilíbrio do Brent são US$29,0/Bbl, US$23,0/Bbl e US$16,3/Bbl para as categorias 1C, 2C e 3C, respectivamente. Os preços de equilíbrio são estimados para gerar um fluxo de caixa líquido não descontado igual a zero quando a projeção for estável.

Fundamentação do Parecer

Este documento reflete o julgamento profissional informado da GaffneyCline com base em normas aceitas de investigação profissional e, conforme aplicável, em dados e informações fornecidos pelo Cliente e/ou obtidos de outras fontes (por exemplo, bancos de dados de domínio público), o escopo limitado de contratação e o tempo permitido para realizar a avaliação.

Em linha com essas normas aceitas, este documento não constitui ou dá, de nenhuma forma, garantia ou previsão de resultados, e não há qualquer garantia expressa ou tácita de que o resultado real estará em conformidade com os resultados aqui apresentados. A GaffneyCline não verificou de maneira independente nenhuma informação fornecida ou orientada pelo Cliente e/ou obtida de outras fontes (por exemplo, domínio público) e aceitou a precisão e integralidade desses dados. A GaffneyCline não tem razão para acreditar que quaisquer fatos relevantes foram ocultados, porém não garante que suas investigações revelaram todas as questões que uma verificação mais ampla poderia divulgar.

As opiniões aqui expressas estão sujeitas e completamente qualificadas pelas incertezas geralmente aceitas relacionadas à interpretação de dados de geociências e engenharia, e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam afetar as decisões tomadas pelos destinatários do relatório e/ou resultados reais. As opiniões e declarações contidas neste relatório são feitas de boa-fé

e na convicção de que essas opiniões e declarações são representativas das circunstâncias física e econômicas vigentes.

Na elaboração deste relatório, a GaffneyCline utilizou definições contidas no Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS), que foi aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros em junho de 2018, Versão 1.01 (ver Anexo II).

Há várias incertezas inerentes ao estimar reservas e recursos, e ao projetar produções futuras, gastos de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa. As avaliações de recursos de petróleo e gás devem ser reconhecidas como um processo subjetivo em que se estima as acumulações de petróleo e gás no subsolo que não podem ser aferidas de maneira exata. As estimativas de recursos de petróleo e gás elaboradas por outras partes podem variar, talvez substancialmente, das contidas neste relatório.

A precisão de qualquer estimativa de recursos é uma função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia. Os resultados de perfuração, testagem e produção posteriores à data de elaboração das estimativas podem justificar as revisões, das quais algumas ou todas podem ser substanciais. Dessa forma, as estimativas de recursos normalmente são diferentes das quantidades de petróleo e gás que são recuperados em última instância, e o cronograma e os custos desses volumes que são recuperados podem diferir do que foi pressuposto.

Os volumes de petróleo são registrados em milhões (10^6) de barris em condições de tanque de armazenamento (MMstb). Os volumes de gás natural foram cotados em bilhões (10^9) de pés cúbicos padrão (Bscf) e representam os volumes de gás Consumido em Operações (CiO, ou *lease fuel*). As condições padrão são definidas como 14,7 psia e 60ºF.

A análise e auditoria da GaffneyCline envolveram a análise de fatos, interpretações e suposições relevantes feitas pelo "Cliente" ou outros na elaboração de estimativas de reservas e recursos. A GaffneyCline realizou os procedimentos necessários para que pudesse emitir um parecer sobre a adequação das metodologias empregadas, adequação e qualidade dos dados levados em consideração, profundidade e rigor do processo de estimativa das reservas e recursos, classificação e categorização das reservas e recursos adequados às definições pertinentes utilizadas e razoabilidade das estimativas.

Definição de Recursos Contingentes

Os Recursos Contingentes são quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma data determinada, a serem possivelmente recuperáveis de acumulações conhecidas por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos em que não há mercados viáveis no momento, onde a recuperação comercial depende da tecnologia em desenvolvimento, onde a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente a comercialidade, onde o plano de desenvolvimento ainda não foi aprovado, ou onde podem existir problemas sociais ou regulatórios. Os Recursos Contingentes são categorizados, ainda, de acordo com o nível de certeza relacionado às estimativas e podem ser subclassificados com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pela situação econômica.

Os projetos e as quantidades recuperáveis relacionadas poderão ser subclassificados de acordo com os níveis de maturação do projeto e as ações relacionadas necessárias para mover um projeto em direção à produção comercial. Os projetos poderão ainda ser caracterizados pelo status econômico. Com base em premissas a respeito das condições futuras e os impactos sobre a viabilidade econômica final, os projetos atualmente classificados como Recursos Contingentes poderão ser amplamente divididos em dois grupos:

A. Recursos Contingentes Economicamente Viáveis são as quantidades com projetos tecnicamente viáveis onde os fluxos de caixa são positivos em condições razoáveis projetadas, mas não são Reservas porque não atendem aos critérios comerciais.

B. Recursos Contingentes Economicamente Não Viáveis são as quantidades para as quais não se espera que os projetos de desenvolvimento gerem fluxos de caixa positivos em condições razoáveis projetadas.

A GaffneyCline não realizou uma visita e inspeção no local porque isso não estava incluído no escopo de trabalho. Assim, a GaffneyCline não está em condição de comentar as operações ou instalações existentes, sua adequação e condição, ou se estão em conformidade com os regulamentos relativos a essas operações. Além disso, a GaffneyCline não está em condição de comentar qualquer aspecto de saúde, segurança ou ambiente dessa operação.

Este relatório foi elaborado com base no entendimento da GaffneyCline sobre os efeitos da legislação de petróleo e outros regulamentos que se aplicam atualmente a essas propriedades.

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma taxa de preço de carbono que seja aplicável à avaliação dos ativos objeto deste relatório. A GaffneyCline também não incluiu o impacto de qualquer possível esquema de preços de carbono que venha a ser implementado no futuro.

A GaffneyCline não está em condição de atestar a titularidade ou os direitos de propriedade, condições desses direitos (incluindo obrigações ambientais e de abandono), ou quaisquer licenças e consentimentos necessários (incluindo permissão de planejamento, relações de interesse financeiro, ou ônus relacionados a qualquer parte das propriedades avaliadas).

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma possível alteração nos regulamentos aplicáveis a esses campos e que poderiam afetar a capacidade de "o Cliente" produzir os recursos estimados.

Uso dos Valores Presentes Líquidos

Deve ficar claro que os Valores Presentes Líquidos (VPLs) aqui contidos não representam a opinião da GaffneyCline quanto ao valor de mercado da propriedade em questão, nem qualquer participação nela.

Ao avaliar um valor de mercado provável, seria necessário levar em consideração vários fatores adicionais, incluindo risco de reservas (ou seja, que os recursos podem não ser realizados dentro do cronograma previsto para sua exploração); percepções de risco econômico e soberano, incluindo possíveis mudanças nas regulamentações; potencial de alta; outros benefícios, ônus ou encargos que possam ter relação com uma determinada participação; e o estado da concorrência do mercado na época. A GaffneyCline não levou, explicitamente, esses fatores em consideração ao obter os VLPs apresentados aqui.

Qualificações

Ao realizar este estudo, a GaffneyCline não sabia da existência de nenhum conflito de interesses. Como consultora independente, a GaffneyCline fornece conselhos técnicos, comerciais e estratégicos imparciais no setor de energia. A remuneração da GaffneyCline não depende de nenhuma forma do conteúdo deste relatório.

Na elaboração deste documento, a GaffneyCline manteve, e continua mantendo, uma relação consultor independente-cliente com "o Cliente". Além disso, a administração e os funcionários da GaffneyCline não têm participação em nenhum dos ativos avaliados nem estão relacionados à análise realizada como parte deste relatório.

Os membros da equipe que elaboraram este relatório têm as qualificações profissionais e educacionais adequadas e os níveis necessários de experiência e especialização para realizar o trabalho.

Aviso

Este documento é confidencial e foi elaborado para uso exclusivo do Cliente ou partes aqui indicadas. Ele não poderá ser distribuído ou disponibilizado, no todo ou em parte, a nenhuma outra empresa ou pessoa sem o conhecimento prévio e consentimento por escrito da GaffneyCline. Nenhuma pessoa física ou jurídica, exceto as destinatárias, poderá se basear direta ou indiretamente em seu conteúdo. A GaffneyCline atua apenas como consultora e, na medida máxima permitida por lei, isenta-se de toda responsabilidade por ações ou prejuízos decorrentes de qualquer embasamento real ou pretendido neste documento (ou quaisquer outras declarações ou pareceres da GaffneyCline) pela Cliente ou por

qualquer outra pessoa física ou jurídica.

*****

Foi um prazer elaborar esta Auditoria de Recursos Contingentes para a SPE 3R Petroleum. Entre em contato com o abaixo assinado em caso de dúvidas.

Atenciosamente,

Gaffney, Cline & Associates

(ass)

Gerente de Projetos

Gustavo Ritondale, *Consultor Chefe*

(ass)

Revisado por

Eduardo Sanchez, Consultor de Geociências Sênior

Anexos

Anexo I: Fluxos de Caixa

Anexo II: Diretrizes do PRMS

Anexo III: Glossário

Anexo I

Fluxos de Caixa

Fluxo de Caixa Líquido da Participação na Receita da SPE 3R PETROLEUM em 30 de junho de 2020

Recursos Contingentes do Polo Rio Ventura

Produção Básica

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (6 meses)	**0.17**	**6.2**	**0.7**	**3.0**			**0.8**	**1.6**	**1.6**
2021	**0.31**	**12.9**	**1.4**	**6.1**			**1.8**	**3.5**	**3.2**
2022	**0.29**	**12.9**	**1.4**	**6.1**			**1.9**	**3.6**	**3.0**
2023	**0.27**	**14.3**	**1.6**	**6.1**			**2.3**	**4.4**	**3.3**
2024	**0.26**	**13.7**	**1.5**	**6.1**			**2.1**	**4.0**	**2.8**
2025	**0.24**	**13.0**	**1.4**	**6.1**			**1.9**	**3.6**	**2.2**
2026	**0.23**	**12.5**	**1.4**	**6.2**			**1.7**	**3.3**	**1.9**
2027	**0.22**	**12.1**	**1.3**	**6.2**			**1.5**	**3.0**	**1.5**
2028	**0.21**	**11.7**	**1.3**	**6.3**			**1.4**	**2.8**	**1.3**
2029	**0.19**	**11.3**	**1.2**	**6.3**			**1.3**	**2.5**	**1.1**

2030	**0.19**	**11.0**	**1.2**	**6.4**			**1.2**	**2.3**	**0.9**
2031	**0.18**	**10.7**	**1.2**	**6.4**			**1.1**	**2.0**	**0.7**
2032	**0.17**	**10.5**	**1.2**	**6.5**			**1.0**	**1.9**	**0.6**
2033	**0.16**	**10.2**	**1.1**	**6.6**			**0.8**	**1.6**	**0.5**
2034	**0.15**	**10.0**	**1.1**	**6.7**			**0.7**	**1.5**	**0.4**
2035	**0.15**	**9.7**	**1.1**	**6.7**			**0.6**	**1.2**	**0.3**
2036	**0.14**	**9.5**	**1.0**	**6.8**			**0.5**	**1.0**	**0.2**
2037	**0.14**	**9.2**	**1.0**	**6.9**			**0.4**	**0.8**	**0.2**
2038	**0.13**	**9.0**	**1.0**	**7.0**			**0.3**	**0.6**	**0.1**
2039	**0.13**	**8.7**	**1.0**	**7.1**			**0.2**	**0.4**	**0.1**
2040	**0.12**	**8.6**	**0.9**	**7.2**			**0.1**	**0.3**	**0.0**
2041	**0.12**	**8.3**	**0.9**	**7.3**			**0.0**	**0.1**	**0.0**
2042	**0.11**	**8.2**	**0.9**	**7.4**				**-0.2**	**0.0**
2043	**0.11**	**8.0**	**0.9**	**7.5**				**-0.4**	**0.0**
2044	**0.10**	**7.8**	**0.9**	**7.7**				**-0.7**	**-0.1**
2045	**0.10**	**7.6**	**0.8**	**7.8**		**33.0**		**-33.9**	**-3.1**
TOTAL	**4.59**	**267.5**	**29.4**	**170.5**	**0.0**	**33.0**	**23.8**	**10.9**	**22.5**

Recursos Contingentes (1C)

Ano	**Produção de Petróleo Líquido**	**Receitas Líquidas**	**Royalties**	**Despesas Operacionais**	**Custos de Capital**	**Custo de Abandono**	**Imposto de Renda**	**Fluxo de Caixa Líquido**	**10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado**
	milhões de bbl	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**
2020 (6 meses)	**0.17**	**6.2**	**0.7**	**3.0**			**0.8**	**1.6**	**1.6**
2021	**0.40**	**16.5**	**1.8**	**6.6**	**4.1**		**2.7**	**1.3**	**1.2**
2022	**0.81**	**35.7**	**3.9**	**9.1**	**15.7**		**7.1**	**-0.2**	**-0.1**
2023	**1.34**	**69.9**	**7.7**	**12.5**	**16.6**		**15.2**	**17.9**	**13.5**
2024	**1.60**	**85.1**	**9.4**	**14.4**	**4.8**		**19.0**	**37.5**	**25.6**
2025	**1.35**	**72.7**	**8.0**	**13.1**			**16.2**	**35.4**	**22.0**
2026	**1.10**	**60.4**	**6.6**	**11.8**			**13.2**	**28.8**	**16.3**
2027	**0.92**	**51.4**	**5.7**	**10.8**			**11.0**	**23.9**	**12.3**
2028	**0.78**	**44.7**	**4.9**	**10.1**			**9.3**	**20.4**	**9.5**
2029	**0.68**	**39.4**	**4.3**	**9.6**			**8.0**	**17.5**	**7.4**
2030	**0.60**	**35.4**	**3.9**	**9.2**			**7.0**	**15.3**	**5.9**
2031	**0.53**	**32.2**	**3.5**	**9.0**			**6.2**	**13.5**	**4.7**
2032	**0.48**	**29.6**	**3.3**	**8.8**			**5.5**	**12.1**	**3.9**
2033	**0.43**	**27.0**	**3.0**	**8.6**			**4.8**	**10.6**	**3.1**
2034	**0.38**	**24.7**	**2.7**	**8.4**			**4.3**	**9.4**	**2.5**

2035	**0.35**	**23.0**	**2.5**	**8.3**			**3.8**	**8.4**	**2.0**
2036	**0.33**	**21.9**	**2.4**	**8.3**			**3.5**	**7.7**	**1.7**
2037	**0.31**	**20.7**	**2.3**	**8.3**			**3.1**	**7.0**	**1.4**
2038	**0.29**	**19.7**	**2.2**	**8.3**			**2.8**	**6.4**	**1.1**
2039	**0.27**	**18.7**	**2.1**	**8.3**			**2.6**	**5.8**	**0.9**
2040	**0.25**	**17.9**	**2.0**	**8.3**			**2.3**	**5.2**	**0.8**
2041	**0.22**	**15.8**	**1.7**	**8.2**			**1.8**	**4.1**	**0.6**
2042	**0.18**	**12.9**	**1.4**	**8.0**			**1.0**	**2.5**	**0.3**
2043	**0.14**	**10.3**	**1.1**	**7.8**			**0.3**	**1.0**	**0.1**
2044	**0.11**	**8.2**	**0.9**	**7.7**				**-0.4**	**0.0**
2045	**0.10**	**7.7**	**0.8**	**7.8**		**33.0**		**-33.9**	**-3.1**
TOTAL	14.12	807.7	88.8	234.5	41.2	33.0	151.3	258.8	134.9

Recursos Contingentes (2C)

Ano	**Produção de Petróleo Líquido**	**Receitas Líquidas**	**Royalties**	**Despesas Operacionais**	**Custos de Capital**	**Custo de Abandono**	**Imposto de Renda**	**Fluxo de Caixa Líquido**	**10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado**
	milhões de bbl	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**
2020 (6 meses)	**0.17**	**6.2**	**0.7**	**3.0**			**0.8**	**1.6**	**1.6**
2021	**0.42**	**17.1**	**1.9**	**6.7**	**4.6**		**2.9**	**1.1**	**1.0**
2022	**0.97**	**43.0**	**4.7**	**10.1**	**22.8**		**9.0**	**-3.6**	**-3.0**
2023	**1.64**	**85.9**	**9.4**	**14.4**	**19.8**		**19.4**	**22.8**	**17.1**
2024	**2.24**	**119.6**	**13.2**	**18.4**	**19.5**		**26.7**	**41.8**	**28.6**
2025	**2.29**	**123.2**	**13.5**	**19.1**			**28.4**	**62.1**	**38.5**
2026	**1.91**	**104.9**	**11.5**	**17.0**			**24.0**	**52.3**	**29.5**
2027	**1.63**	**91.2**	**10.0**	**15.5**			**20.7**	**45.0**	**23.1**
2028	**1.42**	**80.9**	**8.9**	**14.4**			**18.1**	**39.5**	**18.4**
2029	**1.24**	**72.3**	**8.0**	**13.5**			**16.0**	**34.9**	**14.8**
2030	**1.11**	**65.6**	**7.2**	**12.8**			**14.4**	**31.2**	**12.0**
2031	**0.99**	**60.1**	**6.6**	**12.2**			**13.0**	**28.2**	**9.9**
2032	**0.90**	**55.4**	**6.1**	**11.8**			**11.8**	**25.7**	**8.2**
2033	**0.77**	**48.6**	**5.3**	**11.1**			**10.1**	**22.0**	**6.4**
2034	**0.66**	**42.4**	**4.7**	**10.5**			**8.6**	**18.7**	**4.9**
2035	**0.55**	**36.0**	**4.0**	**9.8**			**7.0**	**15.2**	**3.6**
2036	**0.51**	**33.6**	**3.7**	**9.7**			**6.4**	**13.8**	**3.0**
2037	**0.48**	**32.2**	**3.5**	**9.7**			**6.0**	**13.0**	**2.6**
2038	**0.45**	**30.9**	**3.4**	**9.6**			**5.6**	**12.3**	**2.2**
2039	**0.43**	**29.8**	**3.3**	**9.6**			**5.3**	**11.6**	**1.9**

2040	**0.41**	**28.8**	**3.2**	**9.7**			**5.0**	**10.9**	**1.6**
2041	**0.36**	**26.0**	**2.9**	**9.5**			**4.3**	**9.4**	**1.3**
2042	**0.29**	**21.3**	**2.3**	**9.0**			**3.1**	**6.8**	**0.8**
2043	**0.22**	**15.8**	**1.7**	**8.5**			**1.7**	**3.9**	**0.4**
2044	**0.15**	**11.2**	**1.2**	**8.1**			**0.5**	**1.4**	**0.1**
2045	**0.12**	**9.0**	**1.0**	**7.9**		**33.0**		**-32.9**	**-3.0**
TOTAL	22.33	1290.9	142.0	291.7	66.8	33.0	268.8	488.7	225.6

Recursos Contingentes (3C)

Ano	**Produção de Petróleo Líquido**	**Receitas Líquidas**	**Royalties**	**Despesas Operacionais**	**Custos de Capital**	**Custo de Abandono**	**Imposto de Renda**	**Fluxo de Caixa Líquido**	**10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado**
	milhões de bbl	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**
2020 (6 meses)	**0.17**	**6.2**	**0.7**	**3.0**			**0.8**	**1.6**	**1.6**
2021	**0.42**	**17.3**	**1.9**	**6.6**	**5.4**		**3.0**	**0.5**	**0.4**
2022	**1.09**	**48.0**	**5.3**	**10.4**	**25.8**		**10.5**	**-3.9**	**-3.2**
2023	**2.15**	**112.7**	**12.4**	**16.5**	**29.6**		**26.6**	**27.6**	**20.7**
2024	**3.08**	**164.0**	**18.0**	**21.8**	**22.6**		**38.6**	**62.9**	**43.0**
2025	**3.17**	**170.2**	**18.7**	**22.3**			**41.1**	**88.0**	**54.7**
2026	**2.77**	**151.9**	**16.7**	**20.0**			**36.7**	**78.4**	**44.3**
2027	**2.46**	**137.4**	**15.1**	**18.2**			**33.2**	**70.8**	**36.4**
2028	**2.21**	**126.1**	**13.9**	**16.8**			**30.5**	**64.9**	**30.3**
2029	**2.00**	**116.2**	**12.8**	**15.6**			**28.1**	**59.7**	**25.3**
2030	**1.82**	**108.1**	**11.9**	**14.6**			**26.2**	**55.5**	**21.4**
2031	**1.67**	**101.3**	**11.1**	**13.7**			**24.5**	**51.9**	**18.2**
2032	**1.54**	**94.9**	**10.4**	**13.0**			**23.0**	**48.6**	**15.5**
2033	**1.30**	**81.9**	**9.0**	**11.6**			**19.7**	**41.6**	**12.1**
2034	**1.01**	**64.8**	**7.1**	**9.9**			**15.4**	**32.4**	**8.5**
2035	**0.77**	**50.2**	**5.5**	**8.6**			**11.6**	**24.5**	**5.9**
2036	**0.70**	**46.2**	**5.1**	**8.2**			**10.6**	**22.4**	**4.9**
2037	**0.66**	**44.6**	**4.9**	**8.0**			**10.2**	**21.5**	**4.3**
2038	**0.63**	**43.3**	**4.8**	**7.8**			**9.9**	**20.9**	**3.8**
2039	**0.61**	**42.1**	**4.6**	**7.6**			**9.6**	**20.2**	**3.3**
2040	**0.58**	**41.1**	**4.5**	**7.5**			**9.4**	**19.7**	**2.9**
2041	**0.53**	**37.7**	**4.2**	**7.2**			**8.5**	**17.9**	**2.4**
2042	**0.41**	**29.9**	**3.3**	**6.5**			**6.5**	**13.6**	**1.7**
2043	**0.29**	**21.1**	**2.3**	**5.8**			**4.1**	**8.8**	**1.0**
2044	**0.18**	**13.4**	**1.5**	**5.2**			**2.1**	**4.6**	**0.5**

2045	**0.13**	**10.0**	**1.1**	**4.9**		**33.0**		**-28.9**	**-2.7**
TOTAL	32.34	1880.8	206.9	291.3	83.4	33.0	440.4	825.7	356.8

Observações

1. Os VPLs aqui informados não representam um parecer quanto ao valor de mercado de um bem ou qualquer participação nele.

Anexo II

Diretrizes do PRMS

Sociedade de Engenheiros de Petróleo, Conselho Mundial do Petróleo, Associação Americana de Geólogos de Petróleo, Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros

Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos

Definições e Diretrizes[1]

(Revisadas em junho de 2018)

Tabela 1 - Classes e Subclasses de Recursos Recuperáveis

Classe / Subclasse	Definição	Diretrizes
Reservas	Reservas são os volumes de petróleo que, segundo previsão, poderão ser comercialmente recuperados por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de determinada data em condições definidas.	As Reservas devem atender quatro critérios: descoberta, recuperável, comercial e remanescente com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ademais categorizadas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas segundo o *status* de desenvolvimento e produção. Para ser incluído na classe de Reservas, o projeto deve estar suficientemente definido de forma a estabelecer sua viabilidade comercial (ver Seção 2.1.2, Determinação da Comercialidade). Inclui-se aí exigência de haver comprovação de intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de prazo razoável. O prazo razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora seja recomendado um período de cinco anos como referência, poderia ser aplicado prazo mais longo caso, por exemplo, o desenvolvimento de projeto econômico fosse adiado a critério do produtor por, entre outras coisas, razões relacionadas ao mercado ou para consecução de objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa de classificação como Reservas deve ser claramente documentada.

[1] Estas Definições e Diretrizes são extraídas do documento completo do Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo (revisado em junho de 2018).

		Para inclusão na classe de Reservas, deve haver alto grau de confiança na maturidade comercial e produtibilidade econômica do reservatório com respaldo em testes efetivos de produção ou formação. Em certos casos, as Reservas poderão ser atribuídas com base em perfilagens de poços e/ou análise de testemunho que indiquem que o reservatório em questão apresenta hidrocarboneto e é análogo a reservatórios da mesma área que estão produzindo ou demonstraram capacidade de produção em testes de formação.
Em Produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou tem capacidade de produzir e vender petróleo ao mercado.	O critério chave é que o projeto esteja recebendo receita de vendas, e não que o projeto de desenvolvimento aprovado esteja necessariamente completo. Inclui Reservas Produtoras Desenvolvidas. O portão de decisão de projeto é a decisão quanto a iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.
Aprovado para Desenvolvimento	Todas as necessárias aprovações foram obtidas, recursos de capital foram compromissados e a efetivação do projeto de desenvolvimento está pronta para começar ou está em andamento.	A esta altura, deve haver certeza de que o projeto de desenvolvimento terá continuidade. O projeto não deve estar sujeito a quaisquer contingências, como aprovações regulatórias ou contratos de compra e venda pendentes. Os dispêndios de capital previstos devem ser incluídos no orçamento aprovado do ano corrente ou seguinte da entidade declarante. O portão de decisão de projeto é a decisão de iniciar o investimento de capital na construção das instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.
Justifica-se para Desenvolvimento	A efetivação do projeto de desenvolvimento se justifica com base em condições comerciais previstas razoáveis quando do relatório, e há expectativas razoáveis de que todas as aprovações/contratos necessários serão obtidos.	Para passar a este nível de maturidade de projeto e, consequentemente, conseguir que as Reservas sejam associadas com ele, o projeto de desenvolvimento deve ser comercialmente viável quando do relatório (ver Seção 2.1.2, Determinação de Comercialidade) e circunstâncias específicas do projeto. Todas as entidades participantes concordaram e há comprovação de projeto compromissado (intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de prazo razoável). Não devem existir contingências conhecidas que possam impedir a continuidade do desenvolvimento (ver classe de Reservas). O portão de decisão de projeto é a decisão pela entidade declarante e seus parceiros, se houver, que o projeto atingiu nível de maturidade técnica e comercial suficiente para justificar a continuidade do desenvolvimento naquele momento.
Recursos Contingentes	Os volumes estimados de petróleo, em determinada	Os Recursos Contingentes poderão incluir, por exemplo, projetos para os quais atualmente não

	data, que poderão ser potencialmente recuperados de acumulações conhecidas por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento, contudo, que não são atualmente considerados comercialmente recuperáveis em razão de uma ou mais contingências.	existirem mercados viáveis, caso a recuperação comercial dependa de tecnologia em processo de desenvolvimento, caso a avaliação da acumulação seja insuficiente para estimar claramente a comercialidade, caso o plano de desenvolvimento ainda não esteja aprovado, ou caso possam existir questões regulatórias ou de aceitação social. Os Recursos Contingentes são ademais categorizados em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou caracterizados pelo *status* econômico.
Desenvolvimento Pendente	Acumulação descoberta na qual atividades do projeto estão em andamento para justificar desenvolvimento comercial no futuro previsível.	O projeto é havido por ter potencial razoável para eventual desenvolvimento comercial, na medida em que aquisição de dados adicional (por exemplo, dados de perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estejam atualmente em andamento visando confirmar que o projeto é comercialmente viável e proporcionar a base para seleção de plano de desenvolvimento apropriado. As contingências cruciais foram identificadas e espera-se razoavelmente que sejam solucionadas dentro de prazo razoável. Observar que resultados de estimativa/avaliação abaixo das expectativas poderiam acarretar a reclassificação do projeto como *status* Suspenso ou Não Viável. O portão de decisão de projeto é a decisão de realizar aquisição de dados e/ou estudos adicionais visando levar o projeto a nível de maturidade técnica e comercial no qual possa ser tomada decisão de dar continuidade ao desenvolvimento e produção.
Desenvolvimento Suspenso	Acumulação descoberta na qual as atividades do projeto estejam suspensas e/ou na qual a justificativa como desenvolvimento comercial possa estar sujeita a demora significativa.	O projeto é havido por ter potencial para desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a demora significativa. Observar que alteração de circunstâncias, não haver mais probabilidade de contingência crucial ser removida no futuro previsível, poderia acarretar reclassificação do projeto como *status* Não Viável. O portão de decisão de projeto é a decisão de dar continuidade à avaliação adicional visando esclarecer o eventual potencial para desenvolvimento comercial ou temporariamente suspender ou adiar atividades adicionais na dependência da solução de contingências externas.
Desenvolvimento Por Esclarecer	Acumulação descoberta na qual as atividades do projeto estão sob avaliação e cuja justificativa como desenvolvimento	O projeto é havido por ter potencial para eventual desenvolvimento comercial, contudo, estão em andamento atividades de estimativa/avaliação adicionais para esclarecer o potencial para eventual desenvolvimento comercial.

	comercial é desconhecida com base nas informações disponíveis.	Esta subclasse requer estimativa ou avaliação ativa e não deve ser mantida sem plano de avaliação futura. A subclasse deve refletir as ações necessárias para levar projeto à maturidade comercial e produção econômica.
Desenvolvimento Não Viável	Acumulação descoberta em relação à qual à época não existem planos atuais de desenvolvimento ou aquisição de dados adicionais em razão de potencial de produção limitado.	O projeto não é havido por ter potencial para eventual desenvolvimento comercial à época do relatório, contudo, os volumes teoricamente recuperáveis são registrados de forma que oportunidade em potencial seja reconhecida no caso de alteração importante de tecnologia ou condições comerciais. O portão de decisão de projeto é a decisão de não realizar aquisição de dados ou estudos adicionais em reação ao projeto no futuro previsível.
Recursos Prospectivos	Os volumes de petróleo que, segundo estimativa, em determinada data, poderão ser potencialmente recuperados de acumulações não descobertas.	As potenciais acumulações são avaliadas de acordo com a probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, os volumes estimados que seriam recuperáveis segundo projetos de desenvolvimento definidos. Reconhece-se que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos pormenorizados e dependerão em maior grau de desenvolvimentos analógicos nas primeiras fases de exploração.
Prospecto	Projeto associado a potencial acumulação suficientemente bem definida de forma a representar objetivo de perfuração viável.	As atividades de projeto se concentram na avaliação da probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, na gama de volumes recuperáveis em potencial segundo programa de desenvolvimento comercial.
Lead	Projeto associado a potencial acumulação atualmente mal definida e que exige mais aquisição de dados e/ou avaliação para ser classificado como Prospecto.	As atividades de projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou realização de avaliação adicional visando confirmar se o Lead pode ou não ser amadurecido tornando-se Prospecto. Tal avaliação inclui a avaliação da probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, da gama de potencial recuperação em hipóteses de desenvolvimento viáveis.
Play	Projeto associado a tendência prospectiva de prospectos em potencial, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação de forma a definir Leads ou Prospectos específicos.	As atividades de projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou realização de avaliação adicional visando definir Leads ou Prospectos específicos para análise mais pormenorizada de sua probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, da gama de potencial recuperação em situações de desenvolvimento hipotéticas.

Tabela 2 - Definições e Diretrizes de Status de Reservas

Status	**Definição**	**Diretrizes**
Reservas	Volumes que se espera	As Reservas são consideradas desenvolvidas somente

Desenvolvidas	recuperar de poços e instalações existentes.	depois de os equipamentos necessários terem sido instalados, ou quando os respectivos custos sejam relativamente pequenos em comparação com o custo de um poço. Caso as instalações necessárias fiquem indisponíveis, talvez seja necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas poderão ser subclassificadas como Produtoras ou Não Produtoras.
Reservas Produtoras Desenvolvidas	Volumes esperados a ser recuperados de intervalos de completação que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa.	Reservas de recuperação melhorada são consideradas produtoras apenas depois que o projeto de recuperação melhorada estiver operando.
Reservas Não Produtoras Desenvolvidas	Reservas Shut-in e *behind-pipe*.	Espera-se que as Reservas Shut-in sejam recuperadas de (1) intervalos de completação abertos quando da estimativa, mas que ainda não iniciaram a produção, (2) poços que foram fechados em razão de condições de mercado ou conexões de gasoduto, ou (3) poços sem capacidade de produção por motivos mecânicos. Espera-se que Reservas Behind-pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que requererão trabalho de conclusão adicional ou futura reconclusão antes do início da produção com pequeno custo de acesso a estas reservas. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restabelecida com gasto relativamente baixo em comparação com o custo de perfuração de novo poço.
Reservas Não Desenvolvidas	Volumes que se espera sejam recuperados por meio de futuros investimentos significativos.	As Reservas Não Desenvolvidas serão produzidas (1) de poços novos em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) de poços profundos existentes para reservatório diferente (contudo conhecido), (3) de poços existentes que aumentarão a recuperação, ou (4) caso gasto relativamente grande (por exemplo, em comparação ao custo de perfuração de novo poço) seja necessário para (a) recompletar poço existente ou (b) montar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primária ou melhorada.

Tabela 3- Definições e Diretrizes de Categoria de Reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provadas	Os volumes de petróleo que, mediante análise de dados geológicos e de engenharia, podem ser estimados com certeza razoável como comercialmente recuperáveis a partir de	Caso sejam utilizados métodos determinísticos, o termo "certeza razoável" destina-se a expressar alto grau de confiança de que os volumes serão recuperados. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 90% (P90) de que os volumes recuperados efetivamente serão iguais ou superiores à estimativa. A área do reservatório considerada Provada inclui (1) a

	determinada data de reservatórios conhecidos e segundo condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais definidos.	área delineada por perfuração e definida por contatos fluidos, se houver, e (2) partes adjacentes não perfuradas do reservatório que possam ser razoavelmente consideradas contínuas a ela e comercialmente produtivas com base em dados geológicos e de engenharia disponíveis. Na ausência de dados sobre contatos fluidos, os volumes Provados de reservatório são limitados pelo LKH observado em penetração de poço, salvo indicação em contrário de dados geológicos, de engenharia ou desempenho definitivos. Tais informações definitivas poderão incluir análise de gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos por si só talvez não sejam suficientes para definir contatos fluidos em relação a Reserva Provada. As Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provadas contanto que: A. Os locais fiquem em áreas não perfuradas do reservatório que possam ser havidas com certeza razoável por comercialmente maduras e economicamente produtivas. B. As interpretações de dados geológicos e de engenharia disponíveis indiquem com certeza razoável que a formação objetiva é lateralmente contínua com locais Provados perfurados. Em relação a Reservas Provadas, a eficiência da recuperação aplicada a estes reservatórios deve ser definida com base em gama de possibilidades respaldadas por dados análogos e bom julgamento de engenharia levando em consideração as características da área Provada e o programa de desenvolvimento aplicado.
Reservas Prováveis	Reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique haver menor probabilidade de recuperação do que as Reservas Provadas, contudo maior certeza de recuperação do que as Reservas Possíveis.	É igualmente provável que volumes remanescentes efetivos recuperados serão superiores ou inferiores à soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis (2P). Neste contexto, caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 50% de os volumes efetivos recuperados serem iguais ou superiores à estimativa 2P. As Reservas Prováveis poderão ser atribuídas a áreas de reservatório adjacentes a Reserva Provada cujo controle de dados ou interpretações de dados disponíveis apresentem menor certeza. A continuidade de reservatório interpretada talvez não atenda os critérios de certeza razoáveis. Estimativas de Reservas Prováveis também incluem aumento de recuperações associadas a eficiências de recuperação de projeto para além daquelas supostas para

		Reservas Provadas.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique apresentarem menor probabilidade de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.	Os volumes totais em última instância recuperados do projeto apresentam baixa probabilidade de exceder a soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis mais Reservas Possíveis (3P), que é equivalente à hipótese de alta estimativa. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 10% (P10) de que os volumes efetivos recuperados serão iguais ou superiores à estimativa 3P. As Reservas Possíveis poderão ser atribuídas a áreas de reservatório adjacente a Reservas Prováveis cujo controle de dados e interpretações de dados disponíveis apresentem progressivamente menor certeza. Com frequência, podem ficar em áreas cujos dados geológicos e de engenharia não podem definir claramente os limites da área e do reservatório vertical de produção econômica a partir do reservatório por meio de projeto definido, comercialmente maduro. As estimativas de Reservas Possíveis também incluem aumento de volume associado a eficiências de recuperação de projeto para além daquelas pressupostas para Reservas Prováveis.
Reservas Prováveis e Possíveis	Veja acima critérios separados relativos a Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	As estimativas 2P e 3P poderão tomar por base interpretações técnicas alternativas razoáveis dentro do reservatório e/ou projeto em questão que sejam claramente documentados, inclusive comparações com resultados de projetos semelhantes bem-sucedidos. Em acumulações convencionais, Reservas Prováveis e/ou Reservas Possíveis poderão ser atribuídas caso dados geológicos e de engenharia identifiquem partes diretamente adjacentes de reservatório dentro da mesma acumulação que possam ser separadas de áreas Provadas por pequenas falhas ou outras descontinuidades geológicas e não apresentem bocas de poço, contudo, possam ser havidas por se comunicarem com o reservatório (Provado) conhecido. As Reservas Prováveis ou Possíveis poderão ser atribuídas a áreas estruturalmente mais altas do que a área Provada. As Reservas Possíveis (e, em alguns casos, Prováveis) podem ser atribuídas a áreas estruturalmente mais baixas do que a área Provada adjacente ou área 2P. Deve-se usar de cautela ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas grandes, potencialmente marcando até este reservatório ser penetrado e avaliado como comercialmente maduro e economicamente produtivo. A justificativa para atribuir Reservas em tais casos deve ser claramente documentada. Não devem ser atribuídas Reservas a áreas que estejam claramente separadas de acumulação

		conhecida por reservatório não produtivo (ou seja, ausência de reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos de teste); tais áreas podem conter Recursos Prospectivos. Em acumulações convencionais nas quais a perfuração tiver definido a mais alta elevação de petróleo conhecida e existir potencial para tampão de gás associado, Reservas Provadas de petróleo devem ser atribuídas apenas nas partes estruturalmente mais altas do reservatório caso haja certeza razoável de que tais partes estão inicialmente acima da pressão de ponto de bolha com base em análises de engenharia documentadas. Partes do reservatório que não atendam esta certeza poderão ser atribuídas como petróleo e/ou gás Prováveis e Possíveis com base em interpretações de propriedades de fluidos e gradiente de pressão de reservatório.

Figura 1.1 - ESTRUTURA DE CLASSIFICAÇÃO DE RECURSOS

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EXISTENTE (PIIP)	**PIIP DESCOBERTO**	**PRODUÇÃO**						**Probabilidade Crescente de Comercialidade**
		RESERVAS						
		COMERCIAL	P1 Provadas	Baixas **1P**	P2 Prováveis	Melhor Estimativa **2P**	P3 Possíveis	Al**tas** **3P**
		RECURSOS CONTINGENTES						
		SUBCOMERCIAL	C1	**1C**	C2	**2C**	C3	**3C**
		NÃO RECUPERÁVEL						
	PIIP NÃO DESCOBERTO		**1U** P90		**2U** P50	3U P10		
	Intervalo de Incerteza					Não segue a escala		

Figura 2.1 - **SUBCLASSES COM BASE NA MATURIDADE DO PROJETO**

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EXISTENTE (PIIP)	**PIIP DESCOBERTO**	**PRODUÇÃO**		**Subclasses de Maturidade de Projeto**	**Probabilidade Crescente de Comercialidade**
		COMERCIAL	**RESERVAS**	**Em Produção**	
				Aprovado para Desenvolvimento	
				Justifica-se para Desenvolvimento	
		SUBCOMERCIAL	**RECURSOS CONTINGENTES**	**Desenvolvimento Pendente**	
				Desenvolvimento Suspenso	
				Desenvolvimento Não Esclarecido	
				Desenvolvimento Não Viável	

		NÃO RECUPERÁVEL			
	PIIP NÃO RECUPERÁVEL		**RECURSOS PROSPECTIVOS**	**Prospecto**	
				Lead	
				Play	
			NÃO RECUPERÁVEL		
			Intervalo de Incerteza	Não segue a escala	

Anexo III

Glossário

Glossário - Termos e Abreviações Padrão do Setor Petrolífero

%	Percentual
1M05	Primeira metade (6 meses) de 2005 (exemplo)
2T06	Segundo trimestre (3 meses) de 2006 (exemplo)
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional
4D	Quadridimensional
1P	Reservas Provadas
2P	Reservas Provadas mais Reservas Prováveis
3P	Reservas Provadas mais Reservas Prováveis mais Reservas Possíveis
ABEX	Despesa com Abandono
ACQ	Volume Contratado Anual
ºAPI	Graus API (Instituto Americano do Petróleo)
AAPG	Associação Americana de Geólogos de Petróleo
AVO	Amplitude versus Deslocamento
A$	Dólares australianos
B	Bilhões (10^9)
Bbl	Barris
/Bbl	por barril
BBbl	Bilhões de Barris
BHA	Composição de Fundo de Poço
BHC	Fundo de Poço Compensado
Bscf ou Bcf	Bilhões de pés cúbicos padrão
Bscfd ou Bcfd	Bilhões de pés cúbicos padrão por dia
Bm^3	Bilhões de metros cúbicos
bcpd	Barris de condensado por dia

BHP	Pressão de Fundo de Poço
blpd	Barris de líquido por dia
bpd	Barris por dia
boe	Barris de óleo equivalente @ xxx mcf/Bbl
boepd	Barris de óleo equivalente por dia @ xxx mcf/Bbl
BOP	B.O.P. de gaveta
bopd	Barris de petróleo por dia
bwpd	Barris de água por dia
BS&W	Sedimento e água de fundo de poço
BTU	Unidades Térmicas Britânicas
bwpd	Barris de água por dia
CBM	Metano de Camada de Carvão
CO_2	Dióxido de Carbono
CAPEX	Dispêndio de Capital
CCGT	Turbina a Gás de Ciclo Combinado
cm	centímetros
CMM	Metano de Mina de Carvão
CNG	Gás Natural Comprimido
Cp	Centipoise (medida de viscosidade)
CSG	Gases de Jazidas de Carvão
CT	Imposto sobre Pessoas Jurídicas
D1BM	Design One, Build Many
DCQ	Volume Contratado Diário
Deg C	Graus Célsius
Deg F	Graus Fahrenheit
DHI	Indicador Direto de Hidrocarboneto
DLIS	Digital Log Interchange Standard
DST	Teste de Formação
DWT	Tonelada de Peso Bruto
E&A	Exploração e Avaliação
E&P	Exploração e Produção
EBIT	Lucros antes de Juros e Impostos
EBITDA	Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização
ECS	Espectroscopia de Captura Elementar

EI	Participação nos Direitos
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ELT	Teste de Limite Econômico
EMV	Valor Monetário Previsto
EOR	Aumento da Recuperação de Petróleo
EUR	Melhor Recuperação Estimada
FDP	Plano de Desenvolvimento de Campo
FEED	Front End Engineering and Design
FPSO	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Escoamento
FSO	Unidade Flutuante de Armazenamento e Escoamento
FWL	Nível de Água Livre
ft	Pé/pés
Fx	Taxa de Câmbio
g	grama
g/cc	gramas por centímetro cúbico
gal	galão
gal/d	galões por dia
G&A	Custos Gerais e Administrativos
GBP	Libras Esterlinas
GCoS	Probabilidade Geológica de Sucesso
GDT	Gas Down to
GIIP	Gás inicialmente Existente
GJ	Gigajoules (um bilhão de Joules)
GOC	Contato Petróleo Gás
GOR	Índice Petróleo/Gás
GRV	Volumes Brutos de Rocha
GTL	Gás a Líquidos
GWC	Contato água/gás
HDT	Hydrocarbons Down to
HSE	Saúde, Segurança e Meio Ambiente
HSFO	Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
HUT	Hydrocarbons up to
H_2S	Gás Sulfídrico
IOR	Recuperação de Petróleo Melhorada

IPP	Produtor Independente de Energia
IRR	Taxa Interna de Retorno
J	Joule (medida métrica de energia) 1 quilojoule = 0,9478 BTU)
k	Permeabilidade
KB	Kelly Bushing - bucha da haste quadrada
KJ	Quilojoules (Um Mil Joules)
kl	Quilolitros
km	Quilômetros
km^2	Quilômetros quadrados
kPa	Milhares de Pascals (medida de pressão)
KW	Quilowatt
KWh	Quilowatt hora
LAS	Log ASCII Standard
LKG	Menor Nível de Gás Conhecido
LKH	Menor Nível de Hidrocarbonetos Conhecidos
LKO	Menor Nível de Óleo Conhecido
LNG	Gás Natural Liquefeito
LoF	Vida do Campo
LPG	Gás Liquefeito de Petróleo
LTI	Acidente com Afastamento
LWD	Perfilagem durante a perfuração
m	Metros
M	Mil
m^3	Metros cúbicos
Mcf ou Mscf	Mil pés cúbicos padrão
MCM	Reunião do Comitê de Gestão
MMcf ou MMscf	Milhões de pés cúbicos padrão
m^3/d	Metros cúbicos por dia
mD	Medida de Permeabilidade em milidarcys
MD	Profundidade Medida
MDT	Testador Dinâmico Modular
Média	Média aritmética de série de números
Mediana	Valor mediano de série de valores
MFT	Testador de Múltiplas Formações

mg/l	miligramas por litro
MJ	Megajoules (Um Milhão de Joules)
Mm^3	Mil Metros Cúbicos
Mm^3/d	Mil metros Cúbicos por dia
MM	Milhões
MMm^3	Milhões de Metros Cúbico
MMm^3/d	Milhões de Metros Cúbicos por dia
MMBbl	Milhões de barris
MMBTU	Milhões de Unidades Térmicas Britânicas
Moda	Valor que existe com maior frequência em série de valores = mais provável
Mscfd	Mil pés cúbicos padrão por dia
MMscfd	Milhões de pés cúbicos padrão por dia
MW	Megawatt
MWD	Medição durante a Perfuração
MWh	Megawatt Hora
mya	Milhões de anos atrás
NGL	Líquidos de Gás Natural
N_2	Nitrogênio
NTG	Índice Líquido/Bruto
VPL	Valor Presente Líquido
OBM	Lama à Base de Óleo
OCM	Reunião do Comitê Operacional
ODT	Oil-Down-To
OGIP	Gás Original Existente
OOIP	Petróleo Original Existente
OPEX	Gasto Operacional
OWC	Contato Água Petróleo
p.a.	Por ano
Pa	Pascals (medida métrica de pressão)
P&A	Tamponado e Abandonado
PDP	Provado Desenvolvido Produzindo
PI	Índice de Produtividade
PIIP	Petróleo Inicialmente Existente
PJ	Petajoules (10^{15} Joules)

PSDM	Migração à Profundidade Pós-Empilhamento
psi	Libras por polegada quadrada
psia	Libras por polegada quadrada absoluta
psig	Libras por polegada quadrada
PUD	Não Desenvolvida Provada
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
P10	Probabilidade de 10%
P50	Probabilidade de 50%
P90	Probabilidade de 90%
Rf	Fator de recuperação
RFT	Testador de Formação Repetida
RT	Tabela Rotativa
R/P	Reserva/Produção
R_w	Resistividade da água
SCAL	Análise de núcleo especial
cf ou scf	Pés Cúbicos Padrão
cfd ou scfd	Pés Cúbicos Padrão por dia
scf/ton	Pés cúbicos Padrão por tonelada
SL	Método linear (de depreciação)
So	Saturação de Óleo
SPM	Ancoragem em Ponto Único
SPE	Sociedade de Engenheiros de Petróleo
SPEE	Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo
SPS	Sistema Submarino de Produção
SS	Submarino
stb	Barril *stock tank*
STOIIP	Estimativa de óleo no local
S_w	Saturação de Água
T	Toneladas métricas
TD	Profundidade Total
Te	Equivalente de toneladas métricas
THP	Pressão de Cabeça de Produção
TJ	Terajoules (10^{12} Joules)
Tscf ou Tcf	Trilhões de pés cúbicos padrão

TCM	Reunião do Comitê Técnico
TOC	Carbono Orgânico Total
TOP	Take or Pay
Tpd	Toneladas métricas por dia
TVD	Verdadeira Profundidade Vertical
TVDss	Verdadeira Profundidade Vertical Submarina
UFR	Oleodutos e Risers Umbilicais
USGS	Pesquisa Geológica Americana
US$	Dólar norte-americano
VLCC	Super Petroleiros para Petróleo Bruto
VSP	Perfilamento Sísmico Vertical
WC	Corte de Água
WI	Participação
WPC	Conselho Mundial de Petróleo
WTI	West Texas Intermediate
wt%	Peso Percentual

Gaffney Cline

Auditoria de Reservas e Recursos Contingentes

Campos de Pescada e Arabaiana, Brasil,

Em 31 de julho de 2020

Elaborado para

Ouro Preto Óleo e Gás

6 de agosto de 2020

Gaffney, Cline & Associates, Inc.

6 de agosto de 2020

Dr.

Ouro Preto Óleo e Gás

Praia de Botafogo 440, andar 13

Botafogo, RJ

Rio de Janeiro, Brasil

Prezado Edmundo,

Auditoria de Reservas e Recursos Contingentes, Campos de Pescada e Arabaiana, Brasil

Introdução

A pedido da Ouro Preto Óleo e Gás (Ouro Preto ou "o Cliente"), a Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) realizou uma auditoria de Reservas e Recursos Contingentes dos campos de Pescada e Arabaiana localizados offshore na Bacia Potiguar, Brasil, em 31 de julho de 2020, onde a Ouro Preto demonstrou que detém participação operacional de 100%.

Além do uso interno da Ouro Preto, este relatório ou partes dele se destinam à divulgação a instituições financeiras ou em relação aos registros da Ouro Preto relacionados ao mercado público. A GaffneyCline fornecerá uma carta de anuência em relação a estas apresentações, a pedido do Cliente.

Para os fins deste relatório, utilizamos dados técnicos e econômicos especificados pela Ouro Preto, incluindo, entre outros, perfilagens de poços, mapas geológicos, dados de testes e produção de poços, preços históricos, informações de custos e participações em propriedades, conforme discutido em parágrafos posteriores deste relatório.

Além dessas premissas, nossas estimativas têm como base certas premissas, incluindo, entre outras, que as propriedades serão incorporadas de acordo com os planos de desenvolvimento fornecidos a nós pela Ouro Preto.

Os volumes de recursos contingentes 1C, 2C e 3C citados neste relatório poderiam ser atribuídos e classificados como reservas da Ouro Preto em suas categorias equivalentes 1P, 2P, 3P do PRMS, com base no mesmo plano de desenvolvimento descrito neste relatório e quando (i) os direitos legais às concessões atuais forem transferidos da Petrobras à 3R e (ii) os pedidos de extensão das concessões receberem a aprovação definitiva da ANP.

Para classificar os volumes citados neste relatório como reservas, a GaffneyCline realizará uma nova auditoria de reservas em nova data de vigência a ser definida com a Ouro Preto. Os volumes de Recursos Contingentes citados neste relatório podem sofrer alterações devido a variações nos planos de desenvolvimento da Ouro Preto ou nas condições econômicas de mercado.

Este relatório refere-se específica e exclusivamente ao objeto, conforme definido no escopo de trabalho (SOW) apresentado aqui, e está condicionado às premissas especificadas. Este relatório deve ser considerado em sua totalidade e utilizado apenas para o fim a que se destina.

Em conformidade com suas instruções, estimamos no Anexo I o fluxo de caixa líquido futuro com base nas reservas e nos volumes de recursos contingentes citados, utilizando uma perspectiva razoável do preço do petróleo em 31 de julho de 2020. Conforme solicitado, os fluxos de caixa apresentados não incluem nenhuma tarifa de assinatura (pagamento de bônus de entrada) associada à prorrogação da concessão.

As estimativas neste relatório foram elaboradas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS) de junho de 2018, v1.01 apresentado no Anexo II. No Anexo III, há uma lista de abreviaturas utilizadas neste relatório.

Sumário e Conclusões

Com base na análise realizada, os volumes foram classificados como Reservas dentro do prazo legal do contrato de concessão atual (que vence em 30 de agosto de 2025) ou como Recursos Contingentes Economicamente Viáveis após o vencimento da concessão, partindo da premissa que seja prorrogada.

Os Recursos Contingentes citados são projetos tecnicamente viáveis com fluxos de caixa positivos em condições projetadas razoáveis, porém devido à prorrogação do contrato de concessão atual.

O parecer da GaffneyCline é que as estimativas das Reservas e dos Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020 apresentadas na Tabela 1 e na Tabela 2, respectivamente, são razoáveis, e a classificação e categorização são adequadas e compatíveis com as definições e diretrizes presumidas.

Tabela 1: Demonstração de Reservas em 31 de julho de 2020, Campos de Pescada e Arabaiana

Reservas	**Reservas Brutas (100%)**		**Reservas Brutas (WI)**		**Reservas Líquidas (NRI)**	
	Líquidos	**Gás**	**Líquidos**	**Gás**	**Líquidos**	**Gás**
	(MMbbl)	**(Bscf)**	**(MMbbl)**	**(Bscf)**	**(MMbbl)**	**(Bscf)**
Provadas Desenvolvidas	0,4	10,4	0,4	10,4	0,4	10,4
Não Desenvolvidas	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
Provadas Totais	**0,4**	**10,4**	**0,4**	**10,4**	**0,4**	**10,4**
Prováveis	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,5
Possíveis	0,0	0,7	0,0	0,7	0,0	0,7

Obs.:

a. As reservas brutas (100%) correspondem a 100% dos volumes com estimativa de serem comercialmente recuperáveis de acordo com o plano de desenvolvimento pretendido.

b. As reservas brutas (WI) correspondem à participação operacional da Ouro Preto nos volumes com estimativa de serem comercialmente recuperáveis de acordo com o plano de desenvolvimento pretendido.

c. As reservas de Petróleo Líquido (NRI) correspondem à participação da Outro Preto nos volumes com estimativa de serem comercialmente recuperáveis de acordo com o plano de desenvolvimento pretendido. Os royalties são pagos em dinheiro e não estão sujeitos a possíveis pagamentos “em espécie”; portanto, os volumes líquidos não foram reduzidos considerando os royalties.

d. Os totais podem não ser exatamente iguais à soma dos lançamentos individuais devido ao arredondamento.

Tabela 2: Demonstração de Recursos Contingentes em 31 de julho de 2020, Campos de Pescada e Arabaiana

Recursos Contingentes	Recursos Contingentes Brutos (100%)		Recursos Contingentes Brutos (WI)		Recursos Contingentes Líquidos	
	Líquidos (MMbbl)	Gás (Bscf)	Líquidos (MMbbl)	Gás (Bscf)	Líquidos (MMbbl)	Gás (Bscf)
1C	**0,2**	**6,4**	**0,2**	**6,4**	**0,2**	**6,4**
2C	**5,0**	**44,9**	**5,0**	**44,9**	**5,0**	**44,9**
3C	**5,2**	**49,9**	**5,2**	**49,9**	**5,2**	**49,9**

Observações:

a. Os recursos contingentes brutos (100%) correspondem a 100% dos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da prorrogação presumida da concessão.

b. Os recursos contingentes brutos (WI) correspondem à participação operacional da Ouro Preto nos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da prorrogação presumida da concessão.

c. Os recursos contingentes líquidos (NRI) correspondem à participação da Ouro Preto na receita líquida dos Recursos Contingentes Economicamente Viáveis estimados até o término da prorrogação presumida da concessão. Os royalties são pagos em dinheiro e não estão sujeitos a pagamentos "em espécie"; portanto, os volumes líquidos não foram reduzidos considerando os royalties.

d. O Cliente espera prorrogar a concessão por um período de até 27 anos.

e. Os totais podem não ser exatamente iguais à soma dos lançamentos individuais devido ao arredondamento.

A GaffneyCline conclui que a derivação das estimativas de volumes são adequadas e a qualidade dos dados levados em consideração, bem como a profundidade e rigor do processo de estimativa, são adequados para o escopo do projeto.

Discussão

Este exame de auditoria teve como base as estimativas de reservas e recursos e outras informações fornecidas pela Ouro Preto à GaffneyCline e incluiu os testes, procedimentos e ajustes que foram considerados necessários. Todas as questões que surgiram durante o processo de auditoria foram resolvidas à satisfação da GaffneyClines.

As reservas foram estimadas até o término do contrato de concessão atual (restringido pelo teste de limite econômico). Os recursos contingentes foram citados em relação ao período após o término do contrato de concessão atual e também foram restringidos pelo teste de limite econômico.

As reservas Provadas e Desenvolvidas e os recursos contingentes 1C citados nos perfis de Produção Básica apresentados no Anexo 1 foram estimados utilizando uma análise convencional de curvas de declínio. Diferentes tendências de declínio foram utilizadas para estimar uma 2P, 3P e as categorias de recursos 2C e 3C equivalentes.

Os recursos adicionais citados para futuras perfurações e atividades de intervenção (*workover*) tiveram como base métodos analíticos sustentados pelas informações técnicas de dados de testes de poços existentes.

O plano de desenvolvimento futuro inclui as seguintes atividades:

Tabela 3: Contagem e Categorização de Atividades

Tipo	C1	C2	C3

Poços horizontais	-	1	-
Intervenções	86	1	-

Os testes econômicos tiveram como base o cenário futuro da Ouro Preto com relação aos preços do petróleo Brent, que a GaffneyCline considera razoável. A Ouro Preto ofereceu o desconto de petróleo da seguinte forma: 65% do volume de vendas de Brent - US$3,86/Bbl * (1-7,25%), e os outros 35% de Brent - US$1,50/Bbl.

O preço de venda de gás Líquido, segundo os contratos de venda vigentes, foi estimado da seguinte forma: 35% do volume de vendas fixado em US$5,0/MMBTU, e os demais 65% variáveis por mês (proporcional ao Brent Datado), de acordo com a seguinte equação:

$$PG_m = PG_0 \times \frac{Brent_{m-1}}{Brent_0} \times \frac{TC_{m-1}}{TC_0}$$

Onde:

PGm Preço do gás (R$/MMBTU) no período *m.*

PG0 Preço básico do gás (R$/MMBTU), igual a R$10,7887/MMBTU (equivalente a US$2,02415 à taxa de câmbio de R$5,33/US$).

$Brent_{m-1}$ Média mensal do preço do petróleo Brent (US$/Bbl) no período *m-1.*

Brent0 Preço básico do petróleo Brent (US$/BBl), igual a US$63,5048/Bbl em meados de janeiro de 2020.

TC_{m-1} Taxa média de câmbio (R$/US$) no período *m-1,* divulgada pelo Banco Central do Brasil.

TC0 Taxa básica de câmbio (R$/US$) divulgada pelo Banco Central do Brasil, igual a R$4,1495/US$ em janeiro de 2020.

O Valor Térmico do Gás registrado é de 11.625 Kcal/m^3.

Os preços líquidos de petróleo e gás estão apresentados na Tabela 4.

A participação operacional é de 100%. O término da concessão é em 31 de agosto de 2025 e a Ouro Preto informou a GaffneyCline que solicitará a prorrogação da concessão nos próximos meses.

A Lei do Petróleo, Artigo 47, afirma que "os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional" e, portanto, os royalties de 8,8% foram tratados como deduções de caixa em vez de reduções de volumes.

O imposto de renda é de 34%. Os impostos não incluem o Imposto de Participação Especial. Outros impostos como o PIS/COFINS e ICMS são recuperados financeiramente e, portanto, não foram incluídos.

Os custos de capital e despesas operacionais futuros estimados pela Ouro Preto foram derivados das projeções do programa de desenvolvimento para a operação do campo. Os principais custos de capital incluem o custo relacionado à atividade futura mostrado na Tabela 3. Os custos de Perfuração e Completação de poços foram estimados em US$35,9 milhões. O custo de intervenção foi estimado em US$11,6 milhões. O custo de mobilização da plataforma de perfuração autoelevadora foi estimado até o local é de US$2,5 milhões; ambos os trabalhos serão realizados um após o outro em 2026.

Os custos de abandono de Pescada-Arabaiana foram estimados pela Ouro Preto em US$104,4 milhões em relação a poços, tubulações, equipamentos e plataformas.

A Ouro Preto e a Petrobras firmaram um Contrato de Compartilhamento de Custos de Descomissionamento, segundo o qual a Petrobrás pagará US$100 milhões (valor de janeiro de 2020, a ser reajustado pelo IPCM), o qual, em 31 de julho de 2020, representa US$104,4 milhões. Em consequência, esse custo de abandono é zero para a Ouro Preto e não tem repercussão na avaliação

econômica.

A GCA constatou que os investimentos de capital e as despesas operacionais projetados são suficientes para produzir economicamente os volumes projetados.

As despesas operacionais foram estimadas pela Ouro Preto com base custos efetivos históricos e projetados e incluem custos fixos relacionados a contratos de prestação de serviço de poços, Equipamentos e Materiais, Despesas gerais, Saúde, Segurança e Meio Ambiente (HSE) e outros custos fixos (*overhead*) de US$3,0 milhões ao ano. Os custos variáveis foram estimados em US$2,1/Boe (petróleo e gás) e incluem custos de Operação e Transporte, entre outros.

Os custos de capital e operacionais foram indexados em 2% ao ano. Os fluxos de caixa relacionados às reservas e aos volumes de recursos contingentes encontram-se no Anexo I.

Na opinião da GaffneyClines, as estimativas dos volumes de Reservas e Recursos Contingentes são, no total, razoáveis e a categorização é adequada e compatível com as definições do Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS), que foi aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros em junho de 2018, Versão 1.01 (ver Anexo II).

O teste de Limite Econômico e o Fluxos de Caixa mostrados no Anexo I foram estimados com as seguintes premissas de preço:

Tabela 4: Cenário de Preços Efetivos do Cliente

Ano	Brent	Petróleo Líquido	Gás Líquido
	US$/Bbl	US$/Bbl	US$/mcf
2020	38,9	34,3	3,91
2021	43,0	38,1	3,75
2022	46,5	41,4	3,87
2023	55,0	49,5	4,16
2024	56,0	50,5	4,20
2025	56,4	50,9	4,21
2026	57,5	52,0	4,25
2027	58,7	53,1	4,29
2028	59,9	54,2	4,33
2029	61,1	55,3	4,37
2030	62,3	56,5	4,42
2031	63,5	57,7	4,46
2032	64,8	58,9	4,50
2033	66,1	60,1	4,55
2034	67,4	61,4	4,59
2035	+1,5%/ano	+1,5%/ano	+0,7%/ano

A Gaffney Cline estimou um preço de equilíbrio *(breakeven)* para os fluxos de caixa líquido mostrados no Anexo I. Os preços de equilíbrio do Brent e do gás são US$18,1/Bbl e US$1,77/mcf para as

categorias 1P, 2P e 3P. Os preços do Brent e do gás relacionados a recursos são de US$27,3/Bbl e US$2,76/mcf para a categoria 1C, US$28,0/Bbl e US$2,74/mcf para a 2C e, finalmente, US$26,5/Bbl e US$2,59/mcf para a categoria 3C.

Os preços de equilíbrio do Brent são estimados para gerar um fluxo de caixa líquido não descontado igual a zero quando a projeção for estável.

Fundamentação do Parecer

Este documento reflete o julgamento profissional informado da GaffneyCline com base em normas aceitas de investigação profissional e, conforme aplicável, em dados e informações fornecidos pelo Cliente e/ou obtidos de outras fontes (por exemplo, bancos de dados de domínio público), o escopo limitado de contratação e o tempo permitido para realizar a avaliação.

Em linha com essas normas aceitas, este documento não constitui ou dá, de nenhuma forma, garantia ou previsão de resultados, e não há qualquer garantia expressa ou tácita de que o resultado real estará em conformidade com os resultados aqui apresentados. A GaffneyCline não verificou de maneira independente nenhuma informação fornecida ou orientada pelo Cliente e/ou obtida de outras fontes (por exemplo, domínio público) e aceitou a precisão e integralidade desses dados. A GaffneyCline não tem razão para acreditar que quaisquer fatos relevantes foram ocultados, porém não garante que suas investigações revelaram todas as questões que uma verificação mais ampla poderia divulgar.

As opiniões aqui expressas estão sujeitas e completamente qualificadas pelas incertezas geralmente aceitas relacionadas à interpretação de dados de geociências e engenharia, e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam afetar as decisões tomadas pelos destinatários do relatório e/ou resultados reais. As opiniões e declarações contidas neste relatório são feitas de boa-fé e na convicção de que essas opiniões e declarações são representativas das circunstâncias física e econômicas vigentes.

Na elaboração deste relatório, a GaffneyCline utilizou definições contidas no Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS), que foi aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros em junho de 2018, Versão 1.01 (ver Anexo II).

Há várias incertezas inerentes ao estimar reservas e recursos, e ao projetar produções futuras, gastos de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa. As avaliações de recursos de petróleo e gás devem ser reconhecidas como um processo subjetivo em que se estima as acumulações de petróleo e gás no subsolo que não podem ser aferidas de maneira exata. As estimativas de recursos de petróleo e gás elaboradas por outras partes podem variar, talvez substancialmente, das contidas neste relatório.

A precisão de qualquer estimativa de recursos é uma função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia. Os resultados de perfuração, testagem e produção posteriores à data de elaboração das estimativas podem justificar as revisões, das quais algumas ou todas podem ser substanciais. Dessa forma, as estimativas de recursos normalmente são diferentes das quantidades de petróleo e gás que são recuperados em última instância, e o cronograma e os custos desses volumes que são recuperados podem diferir do que foi pressuposto.

"Líquidos" representa volumes de petróleo e condensado, que são registrados em milhões (10^6) de barris em condições de tanque de armazenamento (MMstb). Os volumes de gás natural foram citados em bilhões (10^9) de pés cúbicos padrão (Bscf) e consistem volumes de vendas de gás, após realização de alocação para perdas de combustível e do processo de redução. As condições padrão são definidas como 14,7 psia e 60ºF.

A análise e auditoria da GaffneyCline envolveram a análise de fatos, interpretações e suposições relevantes feitas pelo "Cliente" ou outros na elaboração de estimativas de reservas e recursos. A GaffneyCline realizou os procedimentos necessários para que pudesse emitir um parecer sobre a adequação das metodologias empregadas, adequação e qualidade dos dados levados em consideração,

profundidade e rigor do processo de estimativa das reservas e recursos, classificação e categorização das reservas e recursos adequados às definições pertinentes utilizadas e razoabilidade das estimativas.

Definição de Reservas e Recursos Contingentes

Reservas são os volumes de petróleo que, segundo previsão, poderão ser comercialmente recuperados por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de determinada data em condições definidas. As Reservas devem atender quatro critérios: descoberta, recuperável, comercial e remanescente (na data de vigência da avaliação) com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s).

As reservas são ademais categorizadas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas segundo o *status* de desenvolvimento e produção. Todas as categorias de volumes de reservas citadas neste relatório foram derivadas dentro do contexto de avaliação de teste de limite econômico (ELT) (antes dos impostos e desconsiderando valores de depreciação acumulada) antes de qualquer análise de valor presente líquido (VPL).

Os Recursos Contingentes são quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma data determinada, a serem possivelmente recuperáveis de acumulações conhecidas por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos em que não há mercados viáveis no momento, onde a recuperação comercial depende da tecnologia em desenvolvimento, onde a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente a comercialidade, onde o plano de desenvolvimento ainda não foi aprovado, ou onde podem existir problemas sociais ou regulatórios. Os Recursos Contingentes são categorizados, ainda, de acordo com o nível de certeza relacionado às estimativas e podem ser subclassificados com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pela situação econômica.

Os projetos e as quantidades recuperáveis relacionadas poderão ser subclassificados de acordo com os níveis de maturação do projeto e as ações relacionadas necessárias para mover um projeto em direção à produção comercial. Os projetos poderão ainda ser caracterizados pelo status econômico. Com base em premissas a respeito das condições futuras e os impactos sobre a viabilidade econômica final, os projetos atualmente classificados como Recursos Contingentes poderão ser amplamente divididos em dois grupos:

A. Recursos Contingentes Economicamente Viáveis são as quantidades com projetos tecnicamente viáveis onde os fluxos de caixa são positivos em condições razoáveis projetadas, mas não são Reservas porque não atendem aos critérios comerciais.

B. Recursos Contingentes Economicamente Não Viáveis são as quantidades para as quais não se espera que os projetos de desenvolvimento gerem fluxos de caixa positivos em condições razoáveis projetadas.

A GaffneyCline não realizou uma visita e inspeção no local porque isso não estava incluído no escopo de trabalho. Assim, a GaffneyCline não está em condição de comentar as operações ou instalações existentes, sua adequação e condição, ou se estão em conformidade com os regulamentos relativos a essas operações. Além disso, a GaffneyCline não está em condição de comentar qualquer aspecto de saúde, segurança ou ambiente dessa operação.

Este relatório foi elaborado com base no entendimento da GaffneyCline sobre os efeitos da legislação de petróleo e outros regulamentos que se aplicam atualmente a essas propriedades.

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma taxa de preço de carbono que seja aplicável à avaliação dos ativos objeto deste relatório. A GaffneyCline também não incluiu o impacto de qualquer possível esquema de preços de carbono que venha a ser implementado no futuro.

A GaffneyCline não está em condição de atestar a titularidade ou os direitos de propriedade, condições desses direitos (incluindo obrigações ambientais e de abandono), ou quaisquer licenças e consentimentos necessários (incluindo permissão de planejamento, relações de interesse financeiro, ou ônus relacionados a qualquer parte das propriedades avaliadas).

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma possível alteração nos regulamentos aplicáveis a esses campos e que poderiam afetar a capacidade de "o Cliente" produzir as reservas e recursos estimados.

Uso dos Valores Presentes Líquidos

Deve ficar claro que os Valores Presentes Líquidos (VPLs) aqui contidos não representam a opinião da GaffneyCline quanto ao valor de mercado da propriedade em questão, nem qualquer participação nela.

Ao avaliar um valor de mercado provável, seria necessário levar em consideração vários fatores adicionais, incluindo risco de reservas (ou seja, que as reservas Provadas e/ou Prováveis e/ou Possíveis podem não ser realizadas dentro do cronograma previsto para sua exploração); percepções de risco econômico e soberano, incluindo possíveis mudanças nas regulamentações; potencial de alta; outros benefícios, ônus ou encargos que possam ter relação com uma determinada participação; e o estado da concorrência do mercado na época. A GaffneyCline não levou, explicitamente, esses fatores em consideração ao obter os VLPs apresentados aqui.

Qualificações

Ao realizar este estudo, a GaffneyCline não sabia da existência de nenhum conflito de interesses. Como consultora independente, a GaffneyCline fornece conselhos técnicos, comerciais e estratégicos imparciais no setor de energia. A remuneração da GaffneyCline não depende de nenhuma forma do conteúdo deste relatório.

Na elaboração deste documento, a GaffneyCline manteve, e continua mantendo, uma relação consultor independente-cliente com "o Cliente". Além disso, a administração e os funcionários da GaffneyCline não têm participação em nenhum dos ativos avaliados nem estão relacionados à análise realizada como parte deste relatório.

Os membros da equipe que elaboraram este relatório têm as qualificações profissionais e educacionais adequadas e os níveis necessários de experiência e especialização para realizar o trabalho.

Aviso

Este documento é confidencial e foi elaborado para uso exclusivo do Cliente ou partes aqui indicadas. Ele não poderá ser distribuído ou disponibilizado, no todo ou em parte, a nenhuma outra empresa ou pessoa sem o conhecimento prévio e consentimento por escrito da GaffneyCline. Nenhuma pessoa física ou jurídica, exceto as destinatárias, poderá se basear direta ou indiretamente em seu conteúdo. A GaffneyCline atua apenas como consultora e, na medida máxima permitida por lei, isenta-se de toda responsabilidade por ações ou prejuízos decorrentes de qualquer embasamento real ou pretendido neste documento (ou quaisquer outras declarações ou pareceres da GaffneyCline) pela Cliente ou por qualquer outra pessoa física ou jurídica.

*****

Foi um prazer elaborar esta Auditoria de Reservas e Recursos Contingentes para a Ouro Preto Óleo e Gás. Entre em contato com o abaixo assinado em caso de dúvidas.

Atenciosamente,

Gaffney, Cline & Associates

(ass)

Gerente de Projetos

Alejandro Giaquinta, *Consultor Chefe*

(ass)

Revisado por

Eduardo Sanchez, Consultor de Geociências Sênior

Anexos

Anexo I: Fluxos de Caixa

Anexo II: Diretrizes do PRMS

Anexo III: Glossário

Anexo I

Fluxos de Caixa Líquido

Fluxo de Caixa Líquido da Participação na Receita da Ouro Preto em 31 de julho de 2020

Campos de Pescada e Arabaiana

Reservas Provadas Desenvolvidas (PD)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Vendas de Gás	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	PA Pagamento da Petrobras	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	Bcf	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (5 meses)	0,04	1,13	5,4	0,5	1,7				1,1	2,1	2,1
2021	0,08	2,48	12,5	1,1	4,1				2,5	4,8	4,4
2022	0,07	2,17	11,5	1,0	4,1				2,2	4,2	3,5
2023	0,06	1,91	11,2	1,0	4,0				2,1	4,0	3,1
2024	0,06	1,68	10,0	0,9	4,0				1,7	3,3	2,3
2025 (8 meses)	0,03	1,01	6,0	0,5	2,4				1,0	2,0	1,3
2026							104,4	-104,4			
TOTAL	**0,35**	**10,38**	**56,5**	**5,0**	**20,4**	**0,0**	**104,4**	**-104,4**	**10,6**	**20,5**	**16,6**

Reservas Provadas Totais(1P)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Vendas de Gás	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	PA Pagamento da Petrobras	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	Bcf	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (5 mos)	0,04	1,13	5,4	0,5	1,7				1,1	2,1	2,1
2021	0,08	2,48	12,5	1,1	4,1				2,5	4,8	4,4
2022	0,07	2,17	11,5	1,0	4,1				2,2	4,2	3,5
2023	0,06	1,91	11,2	1,0	4,0				2,1	4,0	3,1
2024	0,06	1,68	10,0	0,9	4,0				1,7	3,3	2,3
2025 (8 mos)	0,03	1,01	6,0	0,5	2,4				1,0	2,0	1,3
2026							104,4	-104,4			
TOTAL	**0,35**	**10,38**	**56,5**	**5,0**	**20,4**	**0,0**	**104,4**	**-104,4**	**10,6**	**20,5**	**16,6**

Reservas Provadas + Prováveis Totais (2P)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Vendas de Gás	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	PA Pagamento da Petrobras	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	Bcf	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (5 mos)	0,04	1,14	5,4	0,5	1,7				1,1	2,1	2,1
2021	0,08	2,53	12,7	1,1	4,1				2,5	4,9	4,5
2022	0,08	2,26	11,9	1,0	4,1				2,3	4,5	3,7
2023	0,07	2,03	11,8	1,0	4,1				2,3	4,4	3,3
2024	0,06	1,83	10,8	0,9	4,1				1,9	3,8	2,6
2025 (8 mos)	0,04	1,11	6,6	0,6	2,5				1,2	2,4	1,5
2026							104,4	-104,4			
TOTAL	**0,37**	**10,91**	**59,3**	**5,2**	**20,6**	**0,0**	**104,4**	**-104,4**	**11,4**	**22,1**	**17,7**

Reservas Provadas + Prováveis + Possíveis (3P)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Vendas de Gás	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	PA Pagamento da Petrobras	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	Bcf	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (5 mos)	0,04	1,15	5,5	0,5	1,7				1,1	2,2	2,1
2021	0,09	2,60	13,1	1,2	4,2				2,6	5,1	4,7
2022	0,08	2,38	12,6	1,1	4,2				2,5	4,8	4,0
2023	0,07	2,19	12,8	1,1	4,2				2,5	4,9	3,7
2024	0,07	2,02	11,9	1,0	4,2				2,3	4,4	3,0
2025 (8 mos)	0,04	1,26	7,5	0,7	2,5				1,5	2,8	1,8
2026							104,4	-104,4			
TOTAL	**0,39**	**11,60**	**63,3**	**5,6**	**20,9**	**0,0**	**104,4**	**-104,4**	**12,5**	**24,3**	**19,4**

Observação: Os VPLs aqui informados não representam um parecer quanto ao valor de mercado de um bem ou qualquer participação nele.

Fluxo de Caixa Líquido da Participação na Receita da Ouro Preto em 31 de julho de 2020

Campos de Pescada e Arabaiana

Recursos Contingentes (1C)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Vendas de Gás	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	PA Pagamento da Petrobras	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	Bcf	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	Milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (5 meses)											

2021											
2022											
2023											
2024											
2025	0,0	0,5	2,8	0,2	1,6	0,0			0,3	0,6	0,4
2026	0,0	1,3	7,9	0,7	4,0	0,0			1,1	2,1	1,2
2027	0,0	1,2	7,2	0,6	4,0	0,0			0,9	1,7	0,9
2028	0,0	1,0	6,5	0,6	4,0	0,0			0,6	1,2	0,6
2029	0,0	0,9	5,8	0,5	4,1	0,0			0,4	0,8	0,4
2030	0,0	0,8	5,3	0,5	4,1	0,0			0,3	0,5	0,2
2031	0,0	0,7	4,8	0,4	4,1	0,0			0,1	0,2	0,1
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,4	-104,4	0,0		
TOTAL	**0,23**	**6,42**	**40,4**	**3,6**	**26,0**	**0,0**	**104,4**	**-104,4**	**3,7**	**7,2**	**3,7**

Recursos Contingentes (2C)

Ano	**Produção de Petróleo Líquido**	**Vendas de Gás**	**Receitas Líquidas**	**Royalties**	**Despesas Operacionais**	**Custos de Capital**	**Custo de Abandono**	**PA Pagamento da Petrobras**	**Imposto de Renda**	**Fluxo de Caixa Líquido**	**10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado**
	milhões de bbl	**Bcf**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**	**milhões de US$**
2020 (5 meses)											
2021											
2022											
2023											
2024											
2025	0,0	0,5	3,1	0,3	1,6	0,0			0,4	0,8	0,5
2026	0,7	3,3	51,9	4,6	6,4	56,3			8,8	-24,1	-13,7
2027	0,5	3,5	43,6	3,8	6,1	0,0			9,8	23,8	12,3
2028	0,4	3,1	36,5	3,2	5,8	0,0			8,0	19,5	9,2
2029	0,3	2,8	31,5	2,8	5,6	0,0			6,7	16,4	7,0
2030	0,3	2,5	28,0	2,5	5,5	0,0			5,8	14,3	5,5
2031	0,3	2,3	25,4	2,2	5,4	0,0			5,1	12,7	4,5
2032	0,2	2,2	23,2	2,0	5,4	0,0			4,5	11,3	3,6
2033	0,2	2,0	21,4	1,9	5,3	0,0			4,0	10,2	3,0
2034	0,2	1,9	20,0	1,8	5,3	0,0			3,7	9,3	2,5
2035	0,2	1,8	18,7	1,6	5,4	0,0			3,3	8,4	2,0
2036	0,2	1,7	17,6	1,6	5,4	0,0			3,0	7,7	1,7
2037	0,1	1,6	16,3	1,4	5,4	0,0			2,6	6,8	1,4
2038	0,1	1,5	15,2	1,3	5,4	0,0			2,3	6,1	1,1
2039	0,1	1,4	14,5	1,3	5,5	0,0			2,1	5,7	0,9
2040	0,1	1,3	13,9	1,2	5,5	0,0			1,9	5,2	0,8

2041	0,1	1,3	13,2	1,2	5,6	0,0			1,8	4,7	0,6
2042	0,1	1,2	12,7	1,1	5,6	0,0			1,6	4,4	0,5
2043	0,1	1,1	12,3	1,1	5,7	0,0			1,5	4,1	0,5
2044	0,1	1,1	11,9	1,0	5,8	0,0			1,3	3,7	0,4
2045	0,1	1,0	11,3	1,0	5,8	0,0			1,2	3,3	0,3
2046	0,1	1,0	10,9	1,0	5,9	0,0			1,0	3,0	0,3
2047	0,1	0,9	10,5	0,9	6,0	0,0			0,9	2,7	0,2
2048	0,1	0,9	10,3	0,9	6,1	0,0			0,8	2,5	0,2
2049	0,1	0,9	9,9	0,9	6,2	0,0			0,7	2,2	0,1
2050	0,1	0,8	9,6	0,8	6,2	0,0			0,5	1,9	0,1
2051	0,1	0,8	9,2	0,8	6,3	0,0			0,4	1,6	0,1
2052	0,1	0,7	8,5	0,7	6,4	0,0	104,4	-104,4	0,2	1,2	0,1
TOTAL	**5,04**	**44,90**	**511,2**	**45,0**	**156,5**	**56,3**	**104,4**	**-104,4**	**84,0**	**169,4**	**45,6**

Recursos Contingentes (3C)

Ano	Produção de Petróleo Líquido	Vendas de Gás	Receitas Líquidas	Royalties	Despesas Operacionais	Custos de Capital	Custo de Abandono	PA Pagamento da Petrobras	Imposto de Renda	Fluxo de Caixa Líquido	10% Fluxo de Caixa Líquido Descontado
	milhões de bbl	Bcf	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$	milhões de US$
2020 (5 meses)											
2021											
2022											
2023											
2024											
2025	0,0	0,6	3,6	0,3	1,7	0,0			0,5	1,1	0,7
2026	0,7	3,5	53,3	4,7	6,5	56,3			9,2	-23,4	-13,3
2027	0,6	3,7	45,1	4,0	6,2	0,0			0,3	24,6	12,7
2028	0,4	3,3	38,0	3,3	5,9	0,0			8,4	20,3	9,5
2029	0,4	3,0	33,0	2,9	5,7	0,0			7,1	17,3	7,4
2030	0,3	2,8	29,5	2,6	5,6	0,0			6,2	15,1	5,9
2031	0,3	2,6	27,0	2,4	5,5	0,0			5,5	13,5	4,8
2032	0,2	2,4	24,7	2,2	5,5	0,0			4,9	12,1	3,9
2033	0,2	2,3	23,0	2,0	5,5	0,0			4,5	11,0	3,2
2034	0,2	2,1	21,6	1,9	5,5	0,0			4,1	10,1	2,7
2035	0,2	2,0	20,2	1,8	5,5	0,0			3,7	9,2	2,2
2036	0,2	1,9	19,1	1,7	5,5	0,0			3,4	8,5	1,9
2037	0,1	1,8	17,7	1,6	5,5	0,0			3,0	7,6	1,5
2038	0,1	1,7	16,6	1,5	5,5	0,0			2,7	6,9	1,2
2039	0,1	1,6	15,8	1,4	5,6	0,0			2,5	6,4	1,1
2040	0,1	1,5	15,1	1,3	5,6	0,0			2,3	5,9	0,9

2041	0,1	1,4	14,4	1,3	5,7	0,0			2,1	5,4	0,7
2042	0,1	1,4	13,9	1,2	5,7	0,0			1,9	5,0	0,6
2043	0,1	1,3	13,4	1,2	5,8	0,0			1,8	4,7	0,5
2044	0,1	1,2	12,9	1,1	5,9	0,0			1,6	4,3	0,4
2045	0,1	1,2	12,3	1,1	5,9	0,0			1,4	3,9	0,4
2046	0,1	1,1	11,9	1,0	6,0	0,0			1,3	3,6	0,3
2047	0,1	1,1	11,4	1,0	6,1	0,0			1,1	3,2	0,2
2048	0,1	1,0	11,2	1,0	6,2	0,0			1,0	3,0	0,2
2049	0,1	1,0	10,8	0,9	6,2	0,0			0,9	2,7	0,2
2050	0,1	0,9	10,4	0,9	6,3	0,0			0,8	2,4	0,1
2051	0,1	0,9	10,0	0,9	6,4	0,0			0,6	2,1	0,1
2052	0,1	0,8	9,0	0,8	6,4	0,0	104,4	-104,4	0,3	1,4	0,1
TOTAL	**5,19**	**49,95**	**544,7**	**47,9**	**159,4**	**56,3**	**104,4**	**-104,4**	**93,4**	**187,8**	**50,1**

Observação: Os VPLs aqui informados não representam um parecer quanto ao valor de mercado de um bem ou qualquer participação nele.

Anexo II

Diretrizes do PRMS

Sociedade de Engenheiros de Petróleo, Conselho Mundial do Petróleo, Associação Americana de Geólogos de Petróleo, Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfilagens de Poços e Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros

Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos

Definições e Diretrizes[1]

(Revisadas em junho de 2018)

Tabela 1 - Classes e Subclasses de Recursos Recuperáveis

Classe / Subclasse	Definição	Diretrizes
Reservas	Reservas são os volumes de petróleo que, segundo previsão, poderão ser comercialmente recuperados por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de determinada data em condições definidas.	As Reservas devem atender quatro critérios: descoberta, recuperável, comercial e remanescente com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ademais categorizadas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas segundo o *status* de desenvolvimento e produção. Para ser incluído na classe de Reservas, o projeto deve estar suficientemente definido de forma a estabelecer sua viabilidade comercial (ver Seção 2.1.2, Determinação da Comercialidade). Inclui-se aí exigência de haver comprovação de intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de prazo

[1] Estas Definições e Diretrizes são extraídas do documento completo do Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo (revisado em junho de 2018).

		razoável. O prazo razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora seja recomendado um período de cinco anos como referência, poderia ser aplicado prazo mais longo caso, por exemplo, o desenvolvimento de projeto econômico fosse adiado a critério do produtor por, entre outras coisas, razões relacionadas ao mercado ou para consecução de objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa de classificação como Reservas deve ser claramente documentada. Para inclusão na classe de Reservas, deve haver alto grau de confiança na maturidade comercial e produtibilidade econômica do reservatório com respaldo em testes efetivos de produção ou formação. Em certos casos, as Reservas poderão ser atribuídas com base em perfilagens de poços e/ou análise de testemunho que indiquem que o reservatório em questão apresenta hidrocarboneto e é análogo a reservatórios da mesma área que estão produzindo ou demonstraram capacidade de produção em testes de formação.
Em Produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou tem capacidade de produzir e vender petróleo ao mercado.	O critério chave é que o projeto esteja recebendo receita de vendas, e não que o projeto de desenvolvimento aprovado esteja necessariamente completo. Inclui Reservas Produtoras Desenvolvidas. O portão de decisão de projeto é a decisão quanto a iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.
Aprovado para Desenvolvimento	Todas as necessárias aprovações foram obtidas, recursos de capital foram compromissados e a efetivação do projeto de desenvolvimento está pronta para começar ou está em andamento.	A esta altura, deve haver certeza de que o projeto de desenvolvimento terá continuidade. O projeto não deve estar sujeito a quaisquer contingências, como aprovações regulatórias ou contratos de compra e venda pendentes. Os dispêndios de capital previstos devem ser incluídos no orçamento aprovado do ano corrente ou seguinte da entidade declarante. O portão de decisão de projeto é a decisão de iniciar o investimento de capital na construção das instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.
Justifica-se para Desenvolvimento	A efetivação do projeto de desenvolvimento se justifica com base em condições comerciais previstas razoáveis quando do relatório, e há expectativas razoáveis de que todas as	Para passar a este nível de maturidade de projeto e, consequentemente, conseguir que as Reservas sejam associadas com ele, o projeto de desenvolvimento deve ser comercialmente viável quando do relatório (ver Seção 2.1.2, Determinação de Comercialidade) e circunstâncias específicas do projeto. Todas as entidades participantes concordaram e há comprovação de projeto compromissado (intenção firme de dar

	aprovações/contratos necessários serão obtidos.	continuidade ao desenvolvimento dentro de prazo razoável). Não devem existir contingências conhecidas que possam impedir a continuidade do desenvolvimento (ver classe de Reservas). O portão de decisão de projeto é a decisão pela entidade declarante e seus parceiros, se houver, que o projeto atingiu nível de maturidade técnica e comercial suficiente para justificar a continuidade do desenvolvimento naquele momento.
Recursos Contingentes	Os volumes estimados de petróleo, em determinada data, que poderão ser potencialmente recuperados de acumulações conhecidas por meio da aplicação de projetos de desenvolvimento, contudo, que não são atualmente considerados comercialmente recuperáveis em razão de uma ou mais contingências.	Os Recursos Contingentes poderão incluir, por exemplo, projetos para os quais atualmente não existirem mercados viáveis, caso a recuperação comercial dependa de tecnologia em processo de desenvolvimento, caso a avaliação da acumulação seja insuficiente para estimar claramente a comercialidade, caso o plano de desenvolvimento ainda não esteja aprovado, ou caso possam existir questões regulatórias ou de aceitação social. Os Recursos Contingentes são ademais categorizados em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou caracterizados pelo *status* econômico.
Desenvolvimento Pendente	Acumulação descoberta na qual atividades do projeto estão em andamento para justificar desenvolvimento comercial no futuro previsível.	O projeto é havido por ter potencial razoável para eventual desenvolvimento comercial, na medida em que aquisição de dados adicional (por exemplo, dados de perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estejam atualmente em andamento visando confirmar que o projeto é comercialmente viável e proporcionar a base para seleção de plano de desenvolvimento apropriado. As contingências cruciais foram identificadas e espera-se razoavelmente que sejam solucionadas dentro de prazo razoável. Observar que resultados de estimativa/avaliação abaixo das expectativas poderiam acarretar a reclassificação do projeto como *status* Suspenso ou Não Viável. O portão de decisão de projeto é a decisão de realizar aquisição de dados e/ou estudos adicionais visando levar o projeto a nível de maturidade técnica e comercial no qual possa ser tomada decisão de dar continuidade ao desenvolvimento e produção.
Desenvolvimento Suspenso	Acumulação descoberta na qual as atividades do projeto estejam suspensas e/ou na qual a justificativa como desenvolvimento comercial possa estar sujeita a demora	O projeto é havido por ter potencial para desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a demora significativa. Observar que alteração de circunstâncias, não haver mais probabilidade de contingência crucial ser removida no futuro previsível, poderia acarretar reclassificação do projeto como *status* Não Viável.

	significativa.	O portão de decisão de projeto é a decisão de dar continuidade à avaliação adicional visando esclarecer o eventual potencial para desenvolvimento comercial ou temporariamente suspender ou adiar atividades adicionais na dependência da solução de contingências externas.
Desenvolvimento Por Esclarecer	Acumulação descoberta na qual as atividades do projeto estão sob avaliação e cuja justificativa como desenvolvimento comercial é desconhecida com base nas informações disponíveis.	O projeto é havido por ter potencial para eventual desenvolvimento comercial, contudo, estão em andamento atividades de estimativa/avaliação adicionais para esclarecer o potencial para eventual desenvolvimento comercial. Esta subclasse requer estimativa ou avaliação ativa e não deve ser mantida sem plano de avaliação futura. A subclasse deve refletir as ações necessárias para levar projeto à maturidade comercial e produção econômica.
Desenvolvimento Não Viável	Acumulação descoberta em relação à qual à época não existem planos atuais de desenvolvimento ou aquisição de dados adicionais em razão de potencial de produção limitado.	O projeto não é havido por ter potencial para eventual desenvolvimento comercial à época do relatório, contudo, os volumes teoricamente recuperáveis são registrados de forma que oportunidade em potencial seja reconhecida no caso de alteração importante de tecnologia ou condições comerciais. O portão de decisão de projeto é a decisão de não realizar aquisição de dados ou estudos adicionais em reação ao projeto no futuro previsível.
Recursos Prospectivos	Os volumes de petróleo que, segundo estimativa, em determinada data, poderão ser potencialmente recuperados de acumulações não descobertas.	As potenciais acumulações são avaliadas de acordo com a probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, os volumes estimados que seriam recuperáveis segundo projetos de desenvolvimento definidos. Reconhece-se que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos pormenorizados e dependerão em maior grau de desenvolvimentos analógicos nas primeiras fases de exploração.
Prospecto	Projeto associado a potencial acumulação suficientemente bem definida de forma a representar objetivo de perfuração viável.	As atividades de projeto se concentram na avaliação da probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, na gama de volumes recuperáveis em potencial segundo programa de desenvolvimento comercial.
Lead	Projeto associado a potencial acumulação atualmente mal definida e que exige mais aquisição de dados e/ou avaliação para ser classificado como Prospecto.	As atividades de projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou realização de avaliação adicional visando confirmar se o Lead pode ou não ser amadurecido tornando-se Prospecto. Tal avaliação inclui a avaliação da probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, da gama de potencial recuperação em hipóteses de desenvolvimento viáveis.

Play	Projeto associado a tendência prospectiva de prospectos em potencial, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação de forma a definir Leads ou Prospectos específicos.	As atividades de projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou realização de avaliação adicional visando definir Leads ou Prospectos específicos para análise mais pormenorizada de sua probabilidade de descoberta geológica e, pressupondo descoberta, da gama de potencial recuperação em situações de desenvolvimento hipotéticas.

Tabela 2 - Definições e Diretrizes de Status de Reservas

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Desenvolvidas	Volumes que se espera recuperar de poços e instalações existentes.	As Reservas são consideradas desenvolvidas somente depois de os equipamentos necessários terem sido instalados, ou quando os respectivos custos sejam relativamente pequenos em comparação com o custo de um poço. Caso as instalações necessárias fiquem indisponíveis, talvez seja necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas poderão ser subclassificadas como Produtoras ou Não Produtoras.
Reservas Produtoras Desenvolvidas	Volumes esperados a ser recuperados de intervalos de completação que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa.	Reservas de recuperação melhorada são consideradas produtoras apenas depois que o projeto de recuperação melhorada estiver operando.
Reservas Não Produtoras Desenvolvidas	Reservas Shut-in e *behind-pipe*.	Espera-se que as Reservas Shut-in sejam recuperadas de (1) intervalos de completação abertos quando da estimativa, mas que ainda não iniciaram a produção, (2) poços que foram fechados em razão de condições de mercado ou conexões de gasoduto, ou (3) poços sem capacidade de produção por motivos mecânicos. Espera-se que Reservas Behind-pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que requererão trabalho de conclusão adicional ou futura reconclusão antes do início da produção com pequeno custo de acesso a estas reservas. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restabelecida com gasto relativamente baixo em comparação com o custo de perfuração de novo poço.
Reservas Não Desenvolvidas	Volumes que se espera sejam recuperados por meio de futuros investimentos significativos.	As Reservas Não Desenvolvidas serão produzidas (1) de poços novos em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) de poços profundos existentes para reservatório diferente (contudo conhecido), (3) de poços existentes que aumentarão a recuperação, ou (4) caso gasto relativamente grande (por exemplo, em comparação ao custo de perfuração de novo poço) seja necessário para (a) recompletar poço existente ou (b) montar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primária ou

		melhorada.

Tabela 3- Definições e Diretrizes de Categoria de Reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provadas	Os volumes de petróleo que, mediante análise de dados geológicos e de engenharia, podem ser estimados com certeza razoável como comercialmente recuperáveis a partir de determinada data de reservatórios conhecidos e segundo condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais definidos.	Caso sejam utilizados métodos determinísticos, o termo "certeza razoável" destina-se a expressar alto grau de confiança de que os volumes serão recuperados. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 90% (P90) de que os volumes recuperados efetivamente serão iguais ou superiores à estimativa. A área do reservatório considerada Provada inclui (1) a área delineada por perfuração e definida por contatos fluidos, se houver, e (2) partes adjacentes não perfuradas do reservatório que possam ser razoavelmente consideradas contínuas a ela e comercialmente produtivas com base em dados geológicos e de engenharia disponíveis. Na ausência de dados sobre contatos fluidos, os volumes Provados de reservatório são limitados pelo LKH observado em penetração de poço, salvo indicação em contrário de dados geológicos, de engenharia ou desempenho definitivos. Tais informações definitivas poderão incluir análise de gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos por si só talvez não sejam suficientes para definir contatos fluidos em relação a Reserva Provada. As Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provadas contanto que: A. Os locais fiquem em áreas não perfuradas do reservatório que possam ser havidas com certeza razoável por comercialmente maduras e economicamente produtivas. B. As interpretações de dados geológicos e de engenharia disponíveis indiquem com certeza razoável que a formação objetiva é lateralmente contínua com locais Provados perfurados. Em relação a Reservas Provadas, a eficiência da recuperação aplicada a estes reservatórios deve ser definida com base em gama de possibilidades respaldadas por dados análogos e bom julgamento de engenharia levando em consideração as características da área Provada e o programa de desenvolvimento aplicado.
Reservas Prováveis	Reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique haver menor probabilidade	É igualmente provável que volumes remanescentes efetivos recuperados serão superiores ou inferiores à soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis (2P). Neste contexto, caso sejam utilizados métodos

	de recuperação do que as Reservas Provadas, contudo maior certeza de recuperação do que as Reservas Possíveis.	probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 50% de os volumes efetivos recuperados serem iguais ou superiores à estimativa 2P. As Reservas Prováveis poderão ser atribuídas a áreas de reservatório adjacentes a Reserva Provada cujo controle de dados ou interpretações de dados disponíveis apresentem menor certeza. A continuidade de reservatório interpretada talvez não atenda os critérios de certeza razoáveis. Estimativas de Reservas Prováveis também incluem aumento de recuperações associadas a eficiências de recuperação de projeto para além daquelas supostas para Reservas Provadas.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique apresentarem menor probabilidade de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.	Os volumes totais em última instância recuperados do projeto apresentam baixa probabilidade de exceder a soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis mais Reservas Possíveis (3P), que é equivalente à hipótese de alta estimativa. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 10% (P10) de que os volumes efetivos recuperados serão iguais ou superiores à estimativa 3P. As Reservas Possíveis poderão ser atribuídas a áreas de reservatório adjacente a Reservas Prováveis cujo controle de dados e interpretações de dados disponíveis apresentem progressivamente menor certeza. Com frequência, podem ficar em áreas cujos dados geológicos e de engenharia não podem definir claramente os limites da área e do reservatório vertical de produção econômica a partir do reservatório por meio de projeto definido, comercialmente maduro. As estimativas de Reservas Possíveis também incluem aumento de volume associado a eficiências de recuperação de projeto para além daquelas pressupostas para Reservas Prováveis.
Reservas Prováveis e Possíveis	Veja acima critérios separados relativos a Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	As estimativas 2P e 3P poderão tomar por base interpretações técnicas alternativas razoáveis dentro do reservatório e/ou projeto em questão que sejam claramente documentados, inclusive comparações com resultados de projetos semelhantes bem-sucedidos. Em acumulações convencionais, Reservas Prováveis e/ou Reservas Possíveis poderão ser atribuídas caso dados geológicos e de engenharia identifiquem partes diretamente adjacentes de reservatório dentro da mesma acumulação que possam ser separadas de áreas Provadas por pequenas falhas ou outras descontinuidades geológicas e não apresentem bocas de poço, contudo, possam ser havidas por se comunicarem com o reservatório (Provado) conhecido. As Reservas Prováveis ou Possíveis poderão ser atribuídas a áreas

		estruturalmente mais altas do que a área Provada. As Reservas Possíveis (e, em alguns casos, Prováveis) podem ser atribuídas a áreas estruturalmente mais baixas do que a área Provada adjacente ou área 2P. Deve-se usar de cautela ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas grandes, potencialmente marcando até este reservatório ser penetrado e avaliado como comercialmente maduro e economicamente produtivo. A justificativa para atribuir Reservas em tais casos deve ser claramente documentada. Não devem ser atribuídas Reservas a áreas que estejam claramente separadas de acumulação conhecida por reservatório não produtivo (ou seja, ausência de reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos de teste); tais áreas podem conter Recursos Prospectivos. Em acumulações convencionais nas quais a perfuração tiver definido a mais alta elevação de petróleo conhecida e existir potencial para tampão de gás associado, Reservas Provadas de petróleo devem ser atribuídas apenas nas partes estruturalmente mais altas do reservatório caso haja certeza razoável de que tais partes estão inicialmente acima da pressão de ponto de bolha com base em análises de engenharia documentadas. Partes do reservatório que não atendam esta certeza poderão ser atribuídas como petróleo e/ou gás Prováveis e Possíveis com base em interpretações de propriedades de fluidos e gradiente de pressão de reservatório.

Figura 1.1 - ESTRUTURA DE CLASSIFICAÇÃO DE RECURSOS

(figura)

<table>
<tr><td rowspan="10">PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EXISTENTE (PIIP)</td><td rowspan="8">PIIP DESCOBERTO</td><td colspan="2">PRODUÇÃO</td><td rowspan="10">Probabilidade Crescente de Comercialidade</td></tr>
<tr><td rowspan="6">COMERCIAL</td><td>RESERVAS</td></tr>
<tr><td>Provadas</td></tr>
<tr><td>Baixas</td></tr>
<tr><td>Prováveis</td></tr>
<tr><td>Melhor Estimativa</td></tr>
<tr><td>Possíveis</td></tr>
<tr><td>Altas</td></tr>
<tr><td>SUBCOMERCIAL</td><td>RECURSOS CONTINGENTES</td></tr>
<tr><td colspan="2">NÃO RECUPERÁVEL</td></tr>
<tr><td colspan="2">PIIP NÃO DESCOBERTO</td><td>RECURSOS PROSPECTIVOS</td></tr>
</table>

		NÃO RECUPERÁVEIS	
	Intervalo de Incerteza Não segue a escala		

Figura 2.1 - **SUBCLASSES COM BASE NA MATURIDADE DO PROJETO**

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EXISTENTE (PIIP)	**PIIP DESCOBERTO**	**PRODUÇÃO**		**Subclasses de Maturidade de Projeto**	**Probabilidade Crescente de Comercialidade**
		COMERCIAL	**RESERVAS**	**Em Produção**	
				Aprovado para Desenvolvimento	
				Justifica-se para Desenvolvimento	
		SUBCOMERCIAL	**RECURSOS CONTINGENTES**	**Desenvolvimento Pendente**	
				Desenvolvimento Suspenso	
				Desenvolvimento Não Esclarecido	
				Desenvolvimento Não Viável	
		NÃO RECUPERÁVEL			
	PIIP NÃO RECUPERÁVEL		**RECURSOS PROSPECTIVOS**	**Prospecto**	
				Lead	
				Play	
			NÃO RECUPERÁVEL		
			Intervalo de Incerteza	Não segue a escala	

Anexo III

Glossário

AG/EES/AR-20-2003.

Ouro Preto Óleo e Gás

Glossário - Termos e Abreviações Padrão do Setor Petrolífero

%	Percentual
1M05	Primeira metade (6 meses) de 2005 (exemplo)
2T06	Segundo trimestre (3 meses) de 2006 (exemplo)
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional
4D	Quadridimensional
1P	Reservas Provadas

2P	Reservas Provadas mais Reservas Prováveis
3P	Reservas Provadas mais Reservas Prováveis mais Reservas Possíveis
ABEX	Despesa com Abandono
ACQ	Volume Contratado Anual
ºAPI	Graus API (Instituto Americano do Petróleo)
AAPG	Associação Americana de Geólogos de Petróleo
AVO	Amplitude versus Deslocamento
A$	Dólares australianos
B	Bilhões (10^9)
Bbl	Barris
/Bbl	por barril
BBbl	Bilhões de Barris
BHA	Composição de Fundo de Poço
BHC	Fundo de Poço Compensado
Bscf ou Bcf	Bilhões de pés cúbicos padrão
Bscfd ou Bcfd	Bilhões de pés cúbicos padrão por dia
Bm^3	Bilhões de metros cúbicos
bcpd	Barris de condensado por dia
BHP	Pressão de Fundo de Poço
blpd	Barris de líquido por dia
bpd	Barris por dia
boe	Barris de óleo equivalente @ xxx mcf/Bbl
boepd	Barris de óleo equivalente por dia @ xxx mcf/Bbl
BOP	B.O.P. de gaveta
bopd	Barris de petróleo por dia
bwpd	Barris de água por dia
BS&W	Sedimento e água de fundo de poço
BTU	Unidades Térmicas Britânicas
bwpd	Barris de água por dia
CBM	Metano de Camada de Carvão
CO_2	Dióxido de Carbono
CAPEX	Dispêndio de Capital
CCGT	Turbina a Gás de Ciclo Combinado
cm	centímetros

CMM	Metano de Mina de Carvão
CNG	Gás Natural Comprimido
Cp	Centipoise (medida de viscosidade)
CSG	Gases de Jazidas de Carvão
CT	Imposto sobre Pessoas Jurídicas
D1BM	Design One, Build Many
DCQ	Volume Contratado Diário
Deg C	Graus Célsius
Deg F	Graus Fahrenheit
DHI	Indicador Direto de Hidrocarboneto
DLIS	Digital Log Interchange Standard
DST	Teste de Formação
DWT	Tonelada de Peso Bruto
E&A	Exploração e Avaliação
E&P	Exploração e Produção
EBIT	Lucros antes de Juros e Impostos
EBITDA	Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização
ECS	Espectroscopia de Captura Elementar
EI	Participação nos Direitos
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ELT	Teste de Limite Econômico
EMV	Valor Monetário Previsto
EOR	Aumento da Recuperação de Petróleo
EUR	Melhor Recuperação Estimada
FDP	Plano de Desenvolvimento de Campo
FEED	Front End Engineering and Design
FPSO	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Escoamento
FSO	Unidade Flutuante de Armazenamento e Escoamento
FWL	Nível de Água Livre
ft	Pé/pés
Fx	Taxa de Câmbio
g	grama
g/cc	gramas por centímetro cúbico
gal	galão

gal/d	galões por dia
G&A	Custos Gerais e Administrativos
GBP	Libras Esterlinas
GCoS	Probabilidade Geológica de Sucesso
GDT	Gas Down to
GIIP	Gás inicialmente Existente
GJ	Gigajoules (um bilhão de Joules)
GOC	Contato Petróleo Gás
GOR	Índice Petróleo/Gás
GRV	Volumes Brutos de Rocha
GTL	Gás a Líquidos
GWC	Contato água/gás
HDT	Hydrocarbons Down to
HSE	Saúde, Segurança e Meio Ambiente
HSFO	Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
HUT	Hydrocarbons up to
H_2S	Gás Sulfídrico
IOR	Recuperação de Petróleo Melhorada
IPP	Produtor Independente de Energia
IRR	Taxa Interna de Retorno
J	Joule (medida métrica de energia) 1 quilojoule = 0,9478 BTU)
k	Permeabilidade
KB	Kelly Bushing - bucha da haste quadrada
KJ	Quilojoules (Um Mil Joules)
kl	Quilolitros
km	Quilômetros
km^2	Quilômetros quadrados
kPa	Milhares de Pascals (medida de pressão)
KW	Quilowatt
KWh	Quilowatt hora
LAS	Log ASCII Standard
LKG	Menor Nível de Gás Conhecido
LKH	Menor Nível de Hidrocarbonetos Conhecidos
LKO	Menor Nível de Óleo Conhecido

LNG	Gás Natural Liquefeito
LoF	Vida do Campo
LPG	Gás Liquefeito de Petróleo
LTI	Acidente com Afastamento
LWD	Perfilagem durante a perfuração
m	Metros
M	Mil
m^3	Metros cúbicos
Mcf ou Mscf	Mil pés cúbicos padrão
MCM	Reunião do Comitê de Gestão
MMcf ou MMscf	Milhões de pés cúbicos padrão
m^3/d	Metros cúbicos por dia
mD	Medida de Permeabilidade em milidarcys
MD	Profundidade Medida
MDT	Testador Dinâmico Modular
Média	Média aritmética de série de números
Mediana	Valor mediano de série de valores
MFT	Testador de Múltiplas Formações
mg/l	miligramas por litro
MJ	Megajoules (Um Milhão de Joules)
Mm^3	Mil Metros Cúbicos
Mm^3/d	Mil metros Cúbicos por dia
MM	Milhões
MMm^3	Milhões de Metros Cúbico
MMm^3/d	Milhões de Metros Cúbicos por dia
MMBbl	Milhões de barris
MMBTU	Milhões de Unidades Térmicas Britânicas
Moda	Valor que existe com maior frequência em série de valores = mais provável
Mscfd	Mil pés cúbicos padrão por dia
MMscfd	Milhões de pés cúbicos padrão por dia
MW	Megawatt
MWD	Medição durante a Perfuração
MWh	Megawatt Hora
Mya	Milhões de anos atrás

NGL	Líquidos de Gás Natural
N_2	Nitrogênio
NTG	Índice Líquido/Bruto
VPL	Valor Presente Líquido
OBM	Lama à Base de Óleo
OCM	Reunião do Comitê Operacional
ODT	Oil-Down-To
OGIP	Gás Original Existente
OOIP	Petróleo Original Existente
OPEX	Gasto Operacional
OWC	Contato Água Petróleo
p.a.	Por ano
Pa	Pascals (medida métrica de pressão)
P&A	Tamponado e Abandonado
PDP	Provado Desenvolvido Produzindo
PI	Índice de Produtividade
PIIP	Petróleo Inicialmente Existente
PJ	Petajoules (10^{15} Joules)
PSDM	Migração à Profundidade Pós-Empilhamento
Psi	Libras por polegada quadrada
Psia	Libras por polegada quadrada absoluta
Psig	Libras por polegada quadrada
PUD	Não Desenvolvida Provada
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
P10	Probabilidade de 10%
P50	Probabilidade de 50%
P90	Probabilidade de 90%
Rf	Fator de recuperação
RFT	Testador de Formação Repetida
RT	Tabela Rotativa
R/P	Reserva/Produção
R_W	Resistividade da água
SCAL	Análise de núcleo especial
cf ou scf	Pés Cúbicos Padrão

cfd ou scfd	Pés Cúbicos Padrão por dia
scf/ton	Pés cúbicos Padrão por tonelada
SL	Método linear (de depreciação)
So	Saturação de Óleo
SPM	Ancoragem em Ponto Único
SPE	Sociedade de Engenheiros de Petróleo
SPEE	Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo
SPS	Sistema Submarino de Produção
SS	Submarino
Stb	Barril *stock tank*
STOIIP	Estimativa de óleo no local
S_w	Saturação de Água
T	Toneladas métricas
TD	Profundidade Total
Te	Equivalente de toneladas métricas
THP	Pressão de Cabeça de Produção
TJ	Terajoules (10^{12} Joules)
Tscf ou Tcf	Trilhões de pés cúbicos padrão
TCM	Reunião do Comitê Técnico
TOC	Carbono Orgânico Total
TOP	Take or Pay
Tpd	Toneladas métricas por dia
TVD	Verdadeira Profundidade Vertical
TVDss	Verdadeira Profundidade Vertical Submarina
UFR	Oleodutos e Risers Umbilicais
USGS	Pesquisa Geológica Americana
US$	Dólar norte-americano
VLCC	Super Petroleiros para Petróleo Bruto
VSP	Perfilamento Sísmico Vertical
WC	Corte de Água
WI	Participação
WPC	Conselho Mundial de Petróleo
WTI	West Texas Intermediate
wt%	Peso Percentual

men/234980.doc
8/19/20

DeGolyer and MacNaughton.

Esta é uma representação digital de um relatório da DeGolyer and MacNaughton.

Este arquivo pretende ser uma manifestação de certos dados presentes no relatório em questão e que estão, assim, sujeitos às mesmas condições. As informações e os dados contidos neste arquivo poderão estar sujeitos a interpretação errônea; dessa forma, a via assinada e encadernada deste relatório deve ser considerada a única fonte autorizada dessas informações.

DeGolyer

and

MacNaughton

F-716

UMA EMPRESA DE ENGENHARIA REGISTRADA NO TEXAS

RELATÓRIO

de

30 DE JUNHO DE 2020

sobre

RESERVAS e RECEITAS

de

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

DeGolyer and MacNaughton

ÍNDICE

Página

PREFÁCIO

Escopo de Investigação

Autorização

Fonte de Informações

DEFINIÇÃO das RESERVAS

ESTIMATIVAS das RESERVAS

AVALIAÇÃO das RESERVAS

RESUMO e CONCLUSÕES

TABELAS

Tabela 1 – Lista de Campos Avaliados

Tabela 2 – Resumo de Reservas Brutas

Tabela 3 – Resumo de Reservas Líquidas

Tabela 4 – Projeção de Reservas Brutas, Campo de Aratum

Tabela 5 – Projeção de Reservas Líquidas, Campo de Lagoa Aroeira

Tabela 6 – Projeção de Reservas Brutas, Campo de Macau

Tabela 7 – Projeção de Reservas Brutas, Campo de Porto Carão

Tabela 8 – Projeção de Reservas Brutas, Campo de Salina Cristal

Tabela 9 – Projeção de Reservas Brutas, Campo de Serra

Tabela 10 – Projeção de Reservas Brutas, Campo de Sanhaçu

Tabela 11 – Projeção de Reservas Provadas Produtoras Desenvolvidas e Receita Líquida Futura de Todos os Campos

Tabela 12 – Projeção de Reservas Provadas Desenvolvidas e Receita Líquida Futura de Todos os Campos

Tabela 13 – Projeção de Reservas Provadas Totais e Receita Líquida Futura de Todos os Campos

Tabela 14 – Projeção de Reservas Provadas mais Prováveis e Receita Líquida Futura de Todos os Campos

Tabela 15 – Projeção de Reservas Provadas mais Prováveis mais Possíveis e Receita Líquida Futura de Todos os Campos

RELATÓRIO

de

30 DE JUNHO DE 2020

sobre

RESERVAS e RECEITAS

de

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

PREFÁCIO

Escopo de Investigação

Este relatório apresenta estimativas de 30 de junho de 2020 quanto à extensão e ao valor das reservas provadas, prováveis e possíveis de petróleo e gás de certas propriedades localizadas na Bacia Potiguar, Brasil. A SPE 3R Petroleum (3R Petroleum) declarou que detém participações nas propriedades aqui avaliadas, conforme apresentado na Tabela 1 deste relatório.

As estimativas de reservas apresentadas neste relatório foram elaboradas de acordo com o guia do Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS) aprovado em março de 2007 e revisado em junho de 2018 pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfis de Poços e a

Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros. As definições dessas reservas são discutidas em detalhes na seção "Definição de Reservas" deste relatório.

As reservas aqui estimadas são reservas brutas e reservas líquidas. As reservas brutas são definidas como o total estimado de petróleo remanescente a ser produzido por essas propriedades após 30 de junho de 2020. As reservas líquidas são definidas como a parte das reservas brutas atribuível às participações detidas pela 3R Petroleum após dedução de todas as participações detidas por terceiros. A 3R Petroleum informou que os royalties que são devidos ao governo são pagos em dinheiro; portanto, as reservas líquidas não foram reduzidas considerando essa obrigação de pagamento de royalties.

Este relatório apresenta valores de reservas provadas, provadas mais prováveis, e reservas provadas mais prováveis mais possíveis, que foram estimadas utilizando os preços, as despesas e os custos fornecidos pela 3R Petroleum. Os preços, as despesas e os custos foram fornecidos em reais (R$) e em dólares norte-americanos (US$). Todos os valores foram estimados em US$ e todos os preços, despesas, custos e receitas mostrados neste relatório estão expressos em US$. Uma explicação detalhada das premissas de preços, despesas e custos previstos está incluída na seção "Avaliação das Reservas" deste relatório.

Os valores das reservas provadas produtoras desenvolvidas, provadas desenvolvidas, provadas totais, provadas mais prováveis e provadas mais prováveis mais possíveis apresentados neste relatório são expressos nos termos de estimativas de receita bruta futura, receita líquida futura e valor presente. A receita bruta futura é definida como a receita que será acumulada à taxa de juros avaliada por meio da produção e venda das reservas líquidas estimadas. A receita líquida futura é calculada deduzindo-se da receita bruta futura os royalties em dinheiro, as despesas operacionais, os custos de capital, os custos de abandono e o imposto de renda no Brasil. As despesas operacionais incluem despesas operacionais dos campos, despesas de transporte e processamento e uma alocação de despesas gerais indiretas que se referem diretamente às atividades de produção. Os custos de capital incluem custos de perfuração e completação e custos de retrabalho. Os custos de abandono são declarados pela 3R Petroleum como inclusivos dos custos relacionados à remoção de equipamentos, tamponamento de poços e recuperação e restauração relacionadas ao abandono. O valor presente é definido como a receita líquida futura descontada a uma taxa de desconto arbitrária especificada capitalizada mensalmente durante o período esperado de realização. O valor presente não deve ser interpretado como justo valor de mercado porque não foram considerados fatores adicionais que influenciam os preços pelos quais as propriedades são adquiridas e vendidas. Neste relatório, os valores presentes que utilizam uma taxa de desconto nominal de 10% são informados em detalhes e os valores que utilizam taxas de desconto nominais de 8, 12, 15 e 20% são relatados como totais.

As estimativas de reservas e receitas devem ser consideradas apenas estimativas, que poderão ser alterações conforme o histórico futuro de produção e informações adicionais se tornem disponíveis. Essas estimativas não só têm com base as informações atualmente disponíveis, mas também estão sujeitas às incertezas inerentes à aplicação de fatores subjetivos à interpretação dessas informações.

Autorização

Este relatório foi autorizado pelo Sr. Ricardo Savini, Diretor-Presidente da SPE 3R Petroleum.

Fonte de Informações

As informações utilizadas na elaboração deste relatório foram obtidas da 3R Petroleum. Na elaboração deste relatório, tomamos como base, sem verificação independente, as informações fornecidas pela 3R Petroleum a respeito das participações nas propriedades avaliadas, produção dessas propriedades, custos atuais de operação e desenvolvimento, preços atuais de produção, contratos relacionados às operações atuais e futuras e a venda de produção, e diversas outras informações e dados que foram aceitos como apresentados. Não foi considerado necessário realizar um exame em campo para os fins deste relatório.

DEFINIÇÃO das RESERVAS

As estimativas de reservas provadas, prováveis e possíveis apresentadas neste relatório foram elaboradas de acordo com o guia do PRMS aprovado em março de 2007 e revisado em junho de 2018 pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo, a Sociedade de Geofísicos de Exploração, Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Perfis de Poços e a Associação Europeia de Geocientistas e Engenheiros. As reservas de petróleo são definidas como:

Reservas são os volumes de petróleo previstos como comercialmente recuperáveis com projetos de desenvolvimento de acumulações conhecidas a partir de uma determinada data futura de acordo com condições definidas. As Reservas devem atender quatro critérios: descoberta, recuperável, comercial e remanescente (na data de vigência da avaliação) com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ademais categorizadas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas segundo o status de desenvolvimento e produção.

Reservas Provadas são os volumes de petróleo que, pela análise de dados de geociências e engenharia, podem ser estimados com certeza razoável como comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data de reservatórios conhecidos e segundo condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais definidos. Caso sejam utilizados métodos determinísticos, o termo "certeza razoável" destina-se a expressar alto grau de confiança de que os volumes serão recuperadas. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 90% (P90) de que os volumes recuperados efetivamente serão iguais ou superiores à estimativa.

Reservas Prováveis são as Reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique haver menor probabilidade de recuperação do que as Reservas Provadas, contudo maior certeza de recuperação do que as Reservas Possíveis. É igualmente provável que volumes remanescentes efetivos recuperados serão superiores ou inferiores à soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis (2P). Neste contexto, caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 50% de os volumes efetivos recuperados serem iguais ou superiores à estimativa 2P.

Reservas Possíveis são as reservas adicionais cuja análise de dados geológicos e de engenharia indique apresentarem menor probabilidade de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis. Os volumes totais em última instância recuperados do projeto apresentam baixa probabilidade de exceder a soma das Reservas Provadas mais Reservas Prováveis mais Reservas Possíveis (3P), que é equivalente à hipótese de alta estimativa. Caso sejam utilizados métodos probabilísticos, deve haver probabilidade de pelo menos 10% de que os volumes efetivos recuperados serão iguais ou superiores à estimativa 3P.

Assim que os projetos atingem maturidade comercial, os volumes correspondentes são classificados como Reservas. Esses volumes poderão ser alocados às seguintes subdivisões com base nas situações operacional e de financiamento de poços e instalações relacionadas no plano de desenvolvimento do reservatório:

Reservas Desenvolvidas são volumes que se espera recuperar de poços e instalações existentes. As reservas são consideradas desenvolvidas somente depois de os equipamentos necessários terem sido instalados, ou quando os respectivos custos sejam relativamente pequenos em comparação com o custo de um poço. Caso as instalações necessárias fiquem indisponíveis, talvez seja necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas poderão ser subclassificadas como Produtoras ou Não Produtoras.

Reservas Produtoras Desenvolvidas são volumes esperados a ser recuperados de intervalos de completação que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa. Reservas de recuperação melhorada são consideradas produtoras apenas depois que o projeto de recuperação melhorada estiver operando.

As *Reservas Não Produtoras Desenvolvidas* incluem reservas shut-in e behind-pipe. Espera-se que as Reservas *Shut-in* sejam recuperadas de (1) intervalos de conclusão abertos quando da estimativa, mas que ainda não iniciaram a produção, (2) poços que foram fechados em razão de condições de mercado

ou conexões de gasoduto, ou (3) poços sem capacidade de produção por motivos mecânicos. Espera-se que Reservas Behind-pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que requererão trabalho de conclusão adicional ou futura reconclusão antes do início da produção com pequeno custo de acesso a estas reservas. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restabelecida com gasto relativamente baixo em comparação com o custo de perfuração de novo poço.

As *Reservas Não Desenvolvidas* são quantidades a serem obtidas por meio de investimentos futuros significativos. As Reservas Não Desenvolvidas serão produzidas (1) de poços novos em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) de poços profundos existentes para reservatório diferente (contudo conhecido), (3) de poços existentes que aumentarão a recuperação, ou (4) caso gasto relativamente grande (por exemplo, em comparação ao custo de perfuração de novo poço) seja necessário para (a) recompletar poço existente ou (b) montar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primária ou melhorada.

A medida em que reservas prováveis e possíveis poderão ser recategorizadas como reservas provadas depende de perfuração, testes e desempenho futuros do poço. O grau de risco a ser aplicado na avaliação de reservas prováveis e possíveis é influenciado por fatores econômicos e tecnológicos, bem como o fator tempo. As estimativas de reservas prováveis e possíveis neste relatório não foram ajustadas quanto à consideração desses riscos adicionais para torná-los comparáveis às estimativas de reservas provadas.

ESTIMATIVAS de RESERVAS

As estimativas de reservas foram elaboradas pelo uso de princípios e técnicas geológicas, de engenharia de petróleo e de avaliação adequados que estejam de acordo com as práticas amplamente reconhecidas pelo setor petrolífero e de acordo com as definições estabelecidas pelo PRMS. O método ou combinação de métodos usados na análise de cada reservatório foram ajustados pela experiência com reservatórios, estágio de desenvolvimento, qualidade e abrangência semelhantes de dados básicos e histórico de produção.

Com base no estágio atual do desenvolvimento de campo, desempenho da produção e planos de desenvolvimento fornecidos pela 3R Petroleum, além das análises de áreas ao redor dos poços existentes com dados de testes ou produção, as reservas foram categorizadas como provadas, prováveis ou possíveis.

As estimativas de reservas provadas não desenvolvidas foram baseadas em oportunidades identificadas no plano de desenvolvimento fornecido pela 3R Petroleum. Reservas provadas não produtoras desenvolvidas incluem as quantidades associadas a zonas behind-pipe, otimização de produção de poços ativos e reativação de poços shut-in e incluem baixos gastos de capital restantes em comparação com os custos de um novo poço.

A 3R Petroleum informou que sua administração sênior está comprometida com os planos de desenvolvimento fornecidos pela 3R Petroleum e que esta possui recursos financeiros para executar esses planos de desenvolvimento, incluindo a perfuração e conclusão dos poços e a instalação de equipamentos e maquinários.

Para reservatórios com produção por expansão da camada ou aqueles cujo desempenho revelou um declínio confiável nas tendências da taxa de produção ou outras características de diagnóstico, as reservas foram estimadas pela aplicação das curvas de declínio apropriadas ou outras relações de desempenho.

Na avaliação de reservas não produtoras e não desenvolvidas, a análise do tipo de poço foi realizada usando-se dados dos poços de reservatórios análogos para os quais estava disponível um histórico de desempenho completo.

A 3R Petroleum informou que possui razoável certeza de que a prorrogação das concessões de todas as propriedades serão obtidas. No Brasil, uma prorrogação da concessão de 27 anos será concedida

conforme determinado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) de determinadas condições forem atendidas pela empresa que opera a concessão. A 3R Petroleum informou que atenderá às condições exigidas pela ANP para obter as prorrogações da concessão. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

Os dados fornecidos pela 3R Petroleum sobre os poços perfurados até 30 de junho de 2020 e disponibilizados para esta avaliação foram usados para elaborar as estimativas de reservas contidas aqui. Essas estimativas de reservas basearam-se na consideração de dados de produção mensal disponíveis apenas até 31 de maio de 2020. A produção acumulada estimada até 30 de junho de 2020 foi deduzida a partir da recuperação final bruta estimada para estimar as reservas brutas. Isso exige que a produção seja estimada por até 1 mês.

As reservas de petróleo estimadas aqui serão recuperadas por separação normal em campo e expressas em milhares de barris (10^3bbl). Nessas estimativa, 1 barril é igual a 42 galões dos EUA.

As quantidades de gás estimadas aqui são expressas em gás de venda. O gás de venda é definido pelo total de gás a ser produzido pelos reservatórios, medido no ponto de entrega, após a redução para uso como combustível, queima e encolhimento resultante da separação e processamento em campo. As quantidades de gás são expressas em uma base de temperatura de 20 graus Celsius (°C) e em uma base de pressão de 1 quilograma por centímetro quadrado (kg/cm^2). As quantidades de gás incluídas neste relatório são expressas em milhões de pés cúbicos (10^6 $pé^3$).

As quantidades de gás são identificas pelo tipo de reservatório a partir do qual o gás será produzido. Gás não associado é o gás nas condições iniciais do reservatório sem a presença de petróleo bruto. O gás associado inclui gás de cobertura e gás de solução. O gás de cobertura é o gás nas condições iniciais do reservatório e em comunicação com a zona de petróleo bruto subjacente. Gás de solução é o gás dissolvido no petróleo bruto nas condições iniciais do reservatório. As quantidades de gás informadas aqui referem-se ao gás não associado.

As reservas apresentadas aqui estão associadas ao plano de desenvolvimento fornecido pela 3R Petroleum para todos os campos avaliados, coletivamente conhecidos como Polo Macau. As quantidades adicionais acima das reservas provadas associadas com melhor desempenho dos poços produtores e acima das reservas provadas e prováveis associadas às atividades incrementais foram consideradas na estimativa das reservas prováveis e possíveis nos campos avaliados neste relatório.

As estimativas bruta e líquida das reservas provadas, prováveis e possíveis de petróleo e gás das propriedades avaliadas são mostradas nos campos das Tabelas 2 e 3, respectivamente. As previsões de produção das reservas brutas de petróleo e gás provadas produtoras desenvolvidas, provadas desenvolvidas, provadas no total, provadas mais prováveis e provadas mais prováveis mais possíveis de cada campo são mostradas nas Tabelas de 4 a 10.

AVALIAÇÃO das RESERVAS

Os valores de receitas neste relatório foram estimados usando-se preços, despesas e custos previstos fornecidos pela 3R Petroleum.

Neste relatório, os valores para reservas provadas, provadas mais prováveis e provadas mais prováveis mais possíveis foram baseados em projeções da produção e receita futuras estimadas elaboradas para essas propriedades sem ajuste de risco aplicado às reservas prováveis e possíveis. As reservas prováveis e possíveis envolvem um risco substancialmente maior o que a reservas provadas. Os valores de receita associados às reservas provadas mais prováveis e provadas mais prováveis mais possíveis não foram ajustados para contemplar esses riscos; esse ajuste seria necessário para tornar os valores associados a reservas prováveis e possíveis comparáveis aos valores associados a reservas provadas.

As estimativas de receita líquida futura foram feitas de acordo com a lei brasileira nº 9.478, a Lei do

Petróleo de 1997. As condições fiscais determinadas na Lei do Petróleo e lançadas às 3R Petroleum, bem como outras considerações econômicas usadas nesta avaliação são apresentadas a seguir:

Condições Fiscais Brasileiras

A Lei do Petróleo de 1997 contempla três elementos do Governo Brasileiro: 1) Lançamentos sobre petróleo, consistindo em royalties, uma taxa de participação especial e rendimentos da superfície; 2) impostos diretos, lançados por meio de imposto sobre operações financeiras, imposto de renda de pessoa jurídica e duas contribuições sociais; 3) impostos indiretos cobrados sobre equipamentos e serviços usados pelas empresas envolvidas nas atividades de exploração e produção.

Royalties em Dinheiro

Os royalties estimados devem ser pagos em dinheiro e estão incluídos em Royalties Pagos em Dinheiro nas tabelas deste relatório. A taxa de royalties no Brasil variam por campo entre 5 e 10 por cento. As taxas de royalties específicas dos campos foram fornecidas pela 3R Petroleum. Além dos royalties, há uma taxa de locação de 1 por cento devido aos proprietários das terras onde os campos onshore estão localizados. Conforme informado pela 3R Petroleum, os campos pagam royalties federais de 10 por cento.

Os royalties do petróleo incidem sobre o valor de mercado do petróleo, que é definido como o maior preço de venda ou avaliação do mercado determinados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Para fins desta avaliação, o valor dos royalties foi considerado como igual ao valor de mercado do petróleo.

Taxa de Participação Especial

A taxa de participação especial (SPF) é um imposto lançado em nível de campo em uma base de escala móvel que varia dependendo do local do campo (onshore ou offshore), profundidade da água, nível de produção e número de anos de produção. Para os campos avaliados aqui, a SPF é zero, de acordo com a 3R Petroleum.

Imposto de Renda Brasileiro

O imposto de renda de pessoa jurídica no Brasil incide com base em entidade consolidada à alíquota estatutária de 34 por cento. Essa alíquota consiste em alíquota de imposto base de 15 por cento, uma sobretaxa de 10 por cento e um componente de contribuição social de 9 por cento.

Impostos de Contribuição Social

A 3R Petroleum informou que não é responsável por impostos de contribuição social.

Preços do Petróleo

Uma previsão do preço do petróleo fornecida pela 3R Petroleum foi usada nesta avaliação. Os preços previstos são mostrados na tabela a seguir, expressos em dólares norte-americanos por barril (US$/bbl):

Ano	Preço do Petróleo (US$bbl)
2020	42,22
2021	46,46
2022	48,10
2023	49,63
2024	50,93
2025	52,15
2026	53,37

2027	54,74
2028	56,18
2029 e depois	56,96

Preços do Gás

Uma previsão do preço do gás fornecida pela 3R Petroleum foi usada nesta avaliação. Os preços previstos são mostrados na tabela a seguir, expressos em dólares norte-americanos por milhares de pés cúbicos (US$/10^{3}pé^3):

Ano	**Preço do Gás (US$/10^{3}pé^3)**
2020	0,63
2021	0,70
2022	0,72
2023	0,74
2024	0,76
2025	0,78
2026	0,80
2027	0,82
2028	0,84
2029 e depois	0,85

Despesas Operacionais, Custos de Capital e Custos de Abandono

As estimativas de despesas operacionais futuras e custos de capital foram baseadas em informações fornecidas pela 3R Petroleum. Essas informações foram incluídas nos custos projetados referentes aos respectivos programas de trabalho em campo e custos operacionais esperados. As despesas operacionais futuras, sejam maiores ou menores do que as despesas atuais, foram estimadas para contemplar as alterações nas condições operacionais ou para conformidade com o nível de atividade do campo que corresponde ao caso das reservas. Os custos de abandono são os associados à remoção de equipamentos, tamponamento dos poços e custos de recuperação e restauração associados ao abandono. As estimativas dos custos de capital foram projetadas em termos constantes de dólar norte-americano em 2020. Nenhum aumento geral decorrente da inflação foi aplicado às despesas operacionais projetadas. As despesas operacionais, custos de capital e custos de abandono foram considerados, conforme apropriado, na determinação da viabilidade econômica de reservas não produtoras e não desenvolvidas estimadas aqui.

Taxa de Câmbio

A 3R Petroleum forneceu uma taxa de câmbio de R$5,33 por US$1,00 que foi usada aqui.

As taxas futuras de produção de petróleo e gás estimadas para este relatório foram baseadas nas informações fornecidas pela 3R Petroleum ou em taxas reais considerando os valores de produção mais recentes. As previsões de produção e valores de receita foram estimados para as reservas provadas produtoras desenvolvidas, provadas desenvolvidas, provadas totais, provadas mais prováveis e provadas mais prováveis mais possíveis.

As projeções de receita líquida futura para as reservas provadas produtoras desenvolvidas, provadas desenvolvidas, provadas totais, provadas mais prováveis e provadas mais prováveis mais possíveis são apresentadas nas Tabelas de 11 a 15.

RESUMO e CONCLUSÕES

Este relatório apresenta estimativas das reservas provadas, prováveis e possíveis de petróleo e gás de determinados campos no Brasil nos quais a 3R Petroleum informou que tem participação.

As reservas estimadas líquidas provadas, prováveis e possíveis, em 30 de junho de 2020, das propriedades avaliadas aqui foram resumidas a seguir, expressas em milhares de barris (10^3bbl) e milhões de pés cúbicos (10^6pé^3).

	Reservas Líquidas	
Categoria das Reservas	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**
Provadas Produtoras Desenvolvidas	19.254,88	9.936,75
Não Produtoras Desenvolvidas	8.460,16	1.069,63
Provadas Desenvolvidas Totais	**27.715,04**	**11.006,38**
Provadas Não Desenvolvidas	12.261,37	3.579,03
Provadas Totais	**39.976,41**	**14.585,41**
Prováveis	4.969,88	2.025,59
Provadas mais Prováveis	**44.946,29**	**16.611,00**
Possíveis	5.429,68	567,85
Provadas mais Prováveis mais Possíveis	**50.375,97**	**17.178,85**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

As reservas foram estimadas apenas para os limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

3. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela ANP para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

As receitas líquidas atual e futura estimadas contam com um desconto de 10 por cento devido à participação da 3R Petroleum nas reservas provadas, provadas mais prováveis e provadas mais prováveis mais possíveis, em 30 de junho de 2020, das propriedades avaliadas segundo as considerações econômicas descritas aqui e são resumidas a seguir, expressas em milhares de dólares norte-americanos (10^3US$):

Categoria	**Receita Líquida Futura (10^3US$)**	**Valor Presente a 10 por cento (10^3US$)**
Provadas Produtoras Desenvolvidas	407.346,82	190.281,70
Provadas Não Desenvolvidas	638.340,80	300.554,51
Provadas Totais	906.709,72	408.217,31
Provadas mais Prováveis	1.018.463,99	441.122,82
Provadas mais Prováveis mais	1.138.159,55	492.441,93

Possíveis		

Observações: As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis aos valores associados a reservas provadas.

Apesar de o setor de petróleo e gás poder estar sujeito a mudanças regulatórias de tempos em tempos que podem afetar a capacidade de um participante do setor de recuperar suas reservas, não estamos cientes de que quaisquer dessas ações governamentais possam restringir a recuperação das reservas estimadas de 30 de junho de 2020.

DeGolyer and MacNaughton é uma empresa de consultoria de engenharia de petróleo independente que presta serviços de consultoria em todo o mundo desde 1936. Nossas taxas não dependem dos resultados de nossa avaliação. Este relatório foi elaborado por solicitação da 3R Petroleum. A DeGolyer and MacNaughton usou todas as considerações, procedimentos, dados e métodos que considerou necessários para elaborar este relatório.

Enviado,

(ass)

DeGOLYER and MacNAUGHTON

Empresa de Engenharia Registrada no Texas F-716

ASSINADO EM: 4 de agosto de 2020

(ass)

Federico Dordoni, P.E.

Vice-presidente

DeGolyer and MacNaughton

TABELA 1

LISTA DE CAMPOS AVALIADOS

em

30 de junho de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

Campo da Bacia	Participação no Trabalho (%)	Data de Expiração da Concessão	Prorrogação da Data de Expiração da Concessão
Potiguar			
Aratum	100%	25 de agosto de 2025	25 de agosto de 2052
Lagoa Aroeira	100%	25 de agosto de 2025	25 de agosto de 2052
Macau	100%	25 de agosto de 2025	25 de agosto de 2052
Porto Carão	100%	25 de agosto de 2025	25 de agosto de 2052
Salina Cristal	100%	25 de agosto de 2025	25 de agosto de 2052
Serra	100%	25 de agosto de 2025	25 de agosto de 2052
Sanhaçu	50%	26 de novembro de 2036	26 de novembro de 2063

Observações:

1. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

2. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

Esses dados acompanham o relatório da DeGolyer and MacNaughton e estão sujeitos às suas condições específicas.

TABELA 2

RESUMO DE RESERVAS BRUTAS

em

30 de JUNHO de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Prováveis		Possíveis	
Campo	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**
Aratum	0,00	0,00	906,87	180,11	906,87	180,11	0,00	0,00	906,87	180,11	81,66	16,26	180,10	35,74
Lagoa Aroeira	606,95	0,00	0,00	0,00	606,95	0,00	0,00	0,00	606,95	0,00	86,74	0,00	47,53	0,00
Macau	174,69	82,56	213,91	101,14	388,60	183,70	522,23	246,87	910,83	430,57	80,50	38,04	11,74	5,58
Porto Carão	750,96	0,00	0,00	0,00	750,96	0,00	199,56	0,00	950,52	0,00	248,52	0,00	184,41	0,00
Salina Cristal	7.082,27	725,02	1.544,70	71,86	8.626,97	796,88	1.119,65	52,10	9.746,62	848,98	722,34	33,61	177,23	8,23
Serra	10.436,66	754,03	5.786,08	418,00	16.222,74	1.172,03	10.346,72	747,50	26.569,46	1.919,53	3.702,64	267,50	4.824,57	348,54
Sanhaçu	406,65	16.750,31	17,25	596,93	423,90	17.347,24	146,43	5.065,08	570,33	22.412,32	94,93	3.338,16	8,32	341,69
TOTAL	**19.458,18**	**18.311,92**	**8.468,81**	**1.368,04**	**27.926,99**	**19.679,96**	**12.334,59**	**6.111,55**	**40.261,58**	**25.791,51**	**5.017,33**	**3.693,57**	**5.433,90**	**739,78**

Observação: As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

TABELA 3

RESUMO DE RESERVAS LÍQUIDAS

em

30 de JUNHO de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Prováveis		Possíveis	
Campo	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (103bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé ^{3})**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé ^{3})**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé ^{3})**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6 pé^3)**
Aratum	0,00	0,00	906,87	180,11	906,87	180,11	0,00	0,00	906,87	180,11	81,66	16,26	180,10	35,74
Lagoa Aroeira	606,95	0,00	0,00	0,00	606,95	0,00	0,00	0,00	606,95	0,00	86,74	0,00	47,53	0,00
Macau	174,69	82,56	213,91	101,14	388,60	183,70	522,23	246,87	910,83	430,57	80,50	38,04	11,74	5,58
Porto Carão	750,96	0,00	0,00	0,00	750,96	0,00	199,56	0,00	950,52	0,00	248,52	0,00	184,41	0,00
Salina Cristal	7.082,27	725,02	1.544,70	71,86	8.626,97	796,88	1.119,65	52,10	9.746,62	848,98	722,34	33,91	177,23	8,23
Serra	10.436,67	754,02	5.786,07	418,03	16.222,74	1.172,05	10.346,71	747,52	26.569,45	1.919,57	3.702,65	267,80	4.824,51	347,45
Sanhaçu	203,34	8.375,15	8,61	298,49	211,95	8.673,64	73,22	2.532,54	285,17	11.206,18	47,47	1.669,58	4,16	170,85
TOTAL	**19.254,88**	**9.936,75**	**8.460,16**	**1.069,63**	**27.715,04**	**11.006,38**	**12.261,37**	**3.579,03**	**39.976,41**	**14.585,41**	**4.969,88**	**2.025,59**	**5.429,68**	**567,85**

Observação: As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

TABELA 4

PREVISÕES DE PRODUÇÃO BRUTA

em

30 de JUNHO de 2020

para o

CAMPO ARATUM

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Provadas mais Prováveis		Provadas mais Prováveis mais Possíveis	
Ano	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (106pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (103bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**
2020 (6 meses)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	32,19	6,39	32,19	6,39	0,00	0,00	32,19	6,39	33,87	6,73	37,21	7,39
2022	0,00	0,00	45,98	9,13	45,98	9,13	0,00	0,00	45,98	9,13	48,57	9,65	53,77	10,68
2023	0,00	0,00	43,81	8,70	43,81	8,70	0,00	0,00	43,81	8,70	46,49	9,23	51,91	10,31
2024	0,00	0,00	41,94	8,33	41,94	8,33	0,00	0,00	41,94	8,33	44,69	8,88	50,30	9,99
2025	0,00	0,00	40,02	7,95	40,02	7,95	0,00	0,00	40,02	7,95	42,79	8,50	48,53	9,64
2026	0,00	0,00	38,35	7,62	38,35	7,62	0,00	0,00	38,35	7,62	41,16	8,18	47,00	9,34
2027	0,00	0,00	36,82	7,31	36,82	7,31	0,00	0,00	36,82	7,31	39,64	7,87	45,56	9,05
2028	0,00	0,00	35,50	7,05	35,50	7,05	0,00	0,00	35,50	7,05	38,33	7,61	44,32	8,80
2029	0,00	0,00	34,09	6,77	34,09	6,77	0,00	0,00	34,09	6,77	36,91	7,33	42,92	8,53
2030	0,00	0,00	32,87	6,53	32,87	6,53	0,00	0,00	32,87	6,53	35,68	7,09	41,71	8,29
2031	0,00	0,00	31,73	6,30	31,73	6,30	0,00	0,00	31,73	6,30	34,52	6,86	40,57	8,06
2032	0,00	0,00	30,75	6,11	30,75	6,11	0,00	0,00	30,75	6,11	33,53	6,66	39,59	7,86
2033	0,00	0,00	29,67	5,89	29,67	5,89	0,00	0,00	29,67	5,89	32,42	6,44	38,45	7,64
2034	0,00	0,00	28,73	5,71	28,73	5,71	0,00	0,00	28,73	5,71	31,46	6,25	37,47	7,44
2035	0,00	0,00	27,85	5,53	27,85	5,53	0,00	0,00	27,85	5,53	30,56	6,07	36,54	7,26
2036	0,00	0,00	27,10	5,38	27,10	5,38	0,00	0,00	27,10	5,38	29,78	5,92	35,75	7,10
2037	0,00	0,00	26,25	5,21	26,25	5,21	0,00	0,00	26,25	5,21	28,89	5,74	34,81	6,91
2038	0,00	0,00	25,51	5,07	25,51	5,07	0,00	0,00	25,51	5,07	28,13	5,59	34,00	6,75
2039	0,00	0,00	24,81	4,93	24,81	4,93	0,00	0,00	24,81	4,93	27,40	5,44	33,23	6,60
2040	0,00	0,00	24,22	4,81	24,22	4,81	0,00	0,00	24,22	4,81	26,78	5,32	32,58	6,47

2041	0,00	0,00	23,53	4,67	23,53	4,67	0,00	0,00	23,53	4,67	26,05	5,17	31,79	6,31
2042	0,00	0,00	22,93	4,55	22,93	4,55	0,00	0,00	22,93	4,55	25,42	5,05	31,11	6,18
2043	0,00	0,00	22,36	4,44	22,36	4,44	0,00	0,00	22,36	4,44	24,82	4,93	30,46	6,05
2044	0,00	0,00	21,88	4,35	21,88	4,35	0,00	0,00	21,88	4,35	24,32	4,83	29,92	5,94
2045	0,00	0,00	21,31	4,23	21,31	4,23	0,00	0,00	21,31	4,23	23,71	4,71	29,24	5,81
2046	0,00	0,00	20,82	4,14	20,82	4,14	0,00	0,00	20,82	4,14	23,18	4,61	28,67	5,69
2047	0,00	0,00	20,35	4,04	20,35	4,04	0,00	0,00	20,35	4,04	22,69	4,51	28,11	5,58
2048	0,00	0,00	19,96	3,96	19,96	3,96	0,00	0,00	19,96	3,96	22,27	4,42	27,66	5,49
2049	0,00	0,00	19,47	3,87	19,47	3,87	0,00	0,00	19,47	3,87	21,75	4,32	27,07	5,38
2050	0,00	0,00	19,06	3,79	19,06	3,79	0,00	0,00	19,06	3,79	21,31	4,23	26,57	5,28
2051	0,00	0,00	18,67	3,71	18,67	3,71	0,00	0,00	18,67	3,71	20,88	4,15	26,10	5,18
2052	0,00	0,00	18,34	3,64	18,34	3,64	0,00	0,00	18,34	3,64	20,53	4,08	25,71	5,11
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**0,00**	**0,00**	**906,87**	**180,11**	**906,87**	**180,11**	**0,00**	**0,00**	**906,87**	**180,11**	**988,53**	**196,37**	**1168,63**	**232,11**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas Provadas.

2. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela SPE 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

3. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A SPE 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

TABELA 5

PREVISÕES DE PRODUÇÃO BRUTA

em

30 de JUNHO de 2020

para o

CAMPO LAGOA AROEIRA

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Provadas mais Prováveis		Provadas mais Prováveis mais Possíveis	
Ano	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)
2020 (6 meses)	15,65	0,00	0,00	0,00	15,65	0,00	0,00	0,00	15,65	0,00	16,44	0,00	18,12	0,00
2021	29,97	0,00	0,00	0,00	29,97	0,00	0,00	0,00	29,97	0,00	31,73	0,00	34,86	0,00
2022	28,63	0,00	0,00	0,00	28,63	0,00	0,00	0,00	28,63	0,00	30,61	0,00	33,52	0,00
2023	27,40	0,00	0,00	0,00	27,40	0,00	0,00	0,00	27,40	0,00	29,57	0,00	32,27	0,00
2024	26,34	0,00	0,00	0,00	26,34	0,00	0,00	0,00	26,34	0,00	28,67	0,00	31,20	0,00
2025	25,23	0,00	0,00	0,00	25,23	0,00	0,00	0,00	25,23	0,00	27,68	0,00	30,03	0,00
2026	24,27	0,00	0,00	0,00	24,27	0,00	0,00	0,00	24,27	0,00	26,82	0,00	29,02	0,00
2027	23,37	0,00	0,00	0,00	23,37	0,00	0,00	0,00	23,37	0,00	26,01	0,00	28,08	0,00
2028	22,60	0,00	0,00	0,00	22,60	0,00	0,00	0,00	22,60	0,00	25,32	0,00	27,27	0,00
2029	21,77	0,00	0,00	0,00	21,77	0,00	0,00	0,00	21,77	0,00	24,53	0,00	26,36	0,00
2030	21,04	0,00	0,00	0,00	21,04	0,00	0,00	0,00	21,04	0,00	23,85	0,00	25,57	0,00
2031	20,37	0,00	0,00	0,00	20,37	0,00	0,00	0,00	20,37	0,00	23,21	0,00	24,84	0,00
2032	19,78	0,00	0,00	0,00	19,78	0,00	0,00	0,00	19,78	0,00	22,66	0,00	24,20	0,00
2033	19,13	0,00	0,00	0,00	19,13	0,00	0,00	0,00	19,13	0,00	22,02	0,00	23,47	0,00
2034	18,57	0,00	0,00	0,00	18,57	0,00	0,00	0,00	18,57	0,00	21,46	0,00	22,85	0,00
2035	18,03	0,00	0,00	0,00	18,03	0,00	0,00	0,00	18,03	0,00	20,94	0,00	22,25	0,00
2036	17,58	0,00	0,00	0,00	17,58	0,00	0,00	0,00	17,58	0,00	20,49	0,00	21,75	0,00
2037	17,05	0,00	0,00	0,00	17,05	0,00	0,00	0,00	17,05	0,00	19,96	0,00	21,15	0,00
2038	16,60	0,00	0,00	0,00	16,60	0,00	0,00	0,00	16,60	0,00	19,51	0,00	20,64	0,00
2039	16,18	0,00	0,00	0,00	16,18	0,00	0,00	0,00	16,18	0,00	19,07	0,00	20,15	0,00
2040	15,81	0,00	0,00	0,00	15,81	0,00	0,00	0,00	15,81	0,00	18,70	0,00	19,74	0,00
2041	15,38	0,00	0,00	0,00	15,38	0,00	0,00	0,00	15,38	0,00	18,25	0,00	19,24	0,00

2042	15,01	0,00	0,00	0,00	15,01	0,00	0,00	0,00	15,01	0,00	17,87	0,00	18,81	0,00
2043	14,66	0,00	0,00	0,00	14,66	0,00	0,00	0,00	14,66	0,00	17,50	0,00	18,41	0,00
2044	14,36	0,00	0,00	0,00	14,36	0,00	0,00	0,00	14,36	0,00	17,20	0,00	18,07	0,00
2045	14,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	16,81	0,00	17,64	0,00
2046	13,70	0,00	0,00	0,00	13,70	0,00	0,00	0,00	13,70	0,00	16,48	0,00	17,28	0,00
2047	13,40	0,00	0,00	0,00	13,40	0,00	0,00	0,00	13,40	0,00	16,17	0,00	16,94	0,00
2048	13,16	0,00	0,00	0,00	13,16	0,00	0,00	0,00	13,16	0,00	15,91	0,00	16,65	0,00
2049	12,85	0,00	0,00	0,00	12,85	0,00	0,00	0,00	12,85	0,00	15,58	0,00	16,29	0,00
2050	12,59	0,00	0,00	0,00	12,59	0,00	0,00	0,00	12,59	0,00	15,30	0,00	15,98	0,00
2051	12,34	0,00	0,00	0,00	12,34	0,00	0,00	0,00	12,34	0,00	15,02	0,00	15,68	0,00
2052	10,13	0,00	0,00	0,00	10,13	0,00	0,00	0,00	10,13	0,00	12,35	0,00	12,89	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**606,95**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**606,95**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**606,95**	**0,00**	**693,69**	**0,00**	**741,22**	**0,00**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

2. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela SPE 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

3. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A SPE 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

TABELA 6

PREVISÕES DE PRODUÇÃO BRUTA

em

30 de JUNHO de 2020

para o

CAMPO MACAU

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Provadas mais Prováveis		Provadas mais Prováveis mais Possíveis	
Ano	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)
2020 (6 meses)	5,16	2,44	0,00	0,00	5,16	2,44	0,00	0,00	5,16	2,44	5,65	2,67	5,71	2,70
2021	9,99	4,72	0,00	0,00	9,99	4,72	0,00	0,00	9,99	4,72	11,00	5,20	11,15	5,27
2022	9,69	4,58	44,49	21,03	54,18	25,61	0,00	0,00	54,18	25,61	55,24	26,11	55,42	26,20
2023	9,39	4,44	76,84	36,32	86,23	40,76	0,00	0,00	86,23	40,76	87,32	41,28	87,53	41,38
2024	9,14	4,32	33,59	15,88	42,73	20,20	62,20	29,40	104,93	49,60	106,06	50,14	106,30	50,25
2025	8,86	4,19	15,95	7,54	24,81	11,73	55,17	26,08	79,98	37,81	81,13	38,35	81,39	38,48
2026	8,62	4,07	6,86	3,25	15,48	7,32	48,93	23,13	64,41	30,45	65,59	31,00	65,87	31,14
2027	8,38	3,96	3,64	1,72	12,02	5,68	43,40	20,52	55,42	26,20	56,62	26,77	56,93	26,91
2028	8,19	3,87	3,28	1,55	11,47	5,42	38,49	18,20	49,96	23,62	51,18	24,19	51,51	24,35
2029	7,96	3,76	2,98	1,41	10,94	5,17	34,14	16,14	45,08	21,31	46,31	21,89	46,65	22,05
2030	7,76	3,67	2,74	1,29	10,50	4,96	30,28	14,32	40,78	19,28	42,02	19,87	42,38	20,04
2031	7,57	3,58	2,52	1,19	10,09	4,77	26,86	12,70	36,95	17,47	38,21	18,06	38,58	18,24
2032	7,41	3,50	2,34	1,11	9,75	4,61	23,82	11,26	33,57	15,87	34,84	16,47	35,23	16,65
2033	7,22	3,41	2,18	1,03	9,40	4,44	21,13	9,99	30,53	14,43	31,80	15,03	32,20	15,22
2034	7,05	3,33	2,06	0,98	9,11	4,31	18,73	8,85	27,84	13,16	29,12	13,77	29,53	13,96
2035	6,90	3,26	1,92	0,91	8,82	4,17	16,62	7,86	25,44	12,03	26,72	12,63	27,14	12,83
2036	6,77	3,20	1,81	0,86	8,58	4,06	14,74	6,96	23,32	11,02	24,61	11,63	25,04	11,84
2037	6,60	3,12	1,73	0,82	8,33	3,94	13,07	6,17	21,40	10,11	22,68	10,72	23,12	10,93
2038	6,47	3,06	1,64	0,77	8,11	3,83	11,59	5,48	19,70	9,31	20,98	9,92	21,43	10,13
2039	6,33	2,99	1,56	0,74	7,89	3,73	10,28	4,86	18,17	8,59	19,46	9,20	19,91	9,41
2040	6,22	2,94	1,49	0,70	7,71	3,64	9,12	4,32	16,83	7,96	18,12	8,56	18,57	8,78
2041	6,09	2,88	1,41	0,67	7,50	3,55	8,09	3,82	15,59	7,37	16,87	7,98	17,34	8,20
2042	5,97	2,82	1,36	0,65	7,33	3,47	7,18	3,39	14,51	6,86	15,78	7,46	16,25	7,68

2043	0,95	0,45	1,31	0,62	2,26	1,07	6,36	3,01	8,62	4,08	14,80	6,99	15,27	7,22
2044	0,00	0,00	0,21	0,10	0,21	0,10	5,65	2,67	5,86	2,77	12,89	6,10	13,37	6,32
2045	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,02	2,37	5,02	2,37	11,93	5,64	12,41	5,87
2046	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,55	2,15	4,55	2,15	11,36	5,37	11,84	5,60
2047	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,20	1,99	4,20	1,99	10,90	5,15	11,39	5,38
2048	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,61	1,23	2,61	1,23	9,23	4,36	9,72	4,59
2049	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,50	3,07	6,99	3,31
2050	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,41	3,03	6,90	3,26
2051	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2052	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**174,69**	**82,56**	**213,91**	**101,14**	**388,60**	**183,70**	**522,23**	**246,87**	**910,83**	**430,57**	**991,33**	**468,61**	**1003,07**	**474,19**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

2. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela SPE 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

3. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A SPE 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

TABELA 7

PREVISÕES DE PRODUÇÃO BRUTA

em

30 de JUNHO de 2020

para o

CAMPO PORTO CARÃO

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Provadas mais Prováveis		Provadas mais Prováveis mais Possíveis	
Ano	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)
2020 (6 meses)	18,05	0,00	0,00	0,00	18,05	0,00	0,00	0,00	18,05	0,00	19,72	0,00	21,31	0,00
2021	34,78	0,00	0,00	0,00	34,78	0,00	0,00	0,00	34,78	0,00	38,17	0,00	41,61	0,00
2022	33,49	0,00	0,00	0,00	33,49	0,00	0,00	0,00	33,49	0,00	36,98	0,00	40,77	0,00
2023	32,29	0,00	0,00	0,00	32,29	0,00	5,28	0,00	37,57	0,00	42,99	0,00	47,10	0,00
2024	31,25	0,00	0,00	0,00	31,25	0,00	29,95	0,00	61,20	0,00	85,03	0,00	89,43	0,00
2025	30,12	0,00	0,00	0,00	30,12	0,00	25,78	0,00	55,90	0,00	76,95	0,00	81,59	0,00
2026	29,14	0,00	0,00	0,00	29,14	0,00	22,19	0,00	51,33	0,00	69,99	0,00	74,86	0,00
2027	28,22	0,00	0,00	0,00	28,22	0,00	19,10	0,00	47,32	0,00	63,92	0,00	68,99	0,00
2028	27,43	0,00	0,00	0,00	27,43	0,00	16,44	0,00	43,87	0,00	58,71	0,00	63,96	0,00
2029	26,54	0,00	0,00	0,00	26,54	0,00	14,15	0,00	40,69	0,00	53,98	0,00	59,38	0,00
2030	25,78	0,00	0,00	0,00	25,78	0,00	12,18	0,00	37,96	0,00	49,92	0,00	55,45	0,00
2031	25,05	0,00	0,00	0,00	25,05	0,00	10,49	0,00	35,54	0,00	46,35	0,00	52,01	0,00
2032	24,44	0,00	0,00	0,00	24,44	0,00	9,02	0,00	33,46	0,00	43,29	0,00	49,07	0,00
2033	23,72	0,00	0,00	0,00	23,72	0,00	7,76	0,00	31,48	0,00	40,45	0,00	46,31	0,00
2034	23,10	0,00	0,00	0,00	23,10	0,00	6,69	0,00	29,79	0,00	38,00	0,00	43,95	0,00
2035	22,52	0,00	0,00	0,00	22,52	0,00	5,75	0,00	28,27	0,00	35,84	0,00	41,86	0,00
2036	22,02	0,00	0,00	0,00	22,02	0,00	4,95	0,00	26,97	0,00	33,99	0,00	40,09	0,00
2037	21,43	0,00	0,00	0,00	21,43	0,00	4,26	0,00	25,69	0,00	32,22	0,00	38,36	0,00
2038	20,93	0,00	0,00	0,00	20,93	0,00	3,66	0,00	24,59	0,00	30,69	0,00	36,88	0,00
2039	20,44	0,00	0,00	0,00	20,44	0,00	1,91	0,00	22,35	0,00	27,40	0,00	33,63	0,00
2040	20,04	0,00	0,00	0,00	20,04	0,00	0,00	0,00	20,04	0,00	23,62	0,00	29,90	0,00
2041	19,54	0,00	0,00	0,00	19,54	0,00	0,00	0,00	19,54	0,00	23,09	0,00	29,38	0,00
2042	19,12	0,00	0,00	0,00	19,12	0,00	0,00	0,00	19,12	0,00	22,64	0,00	28,95	0,00

2043	18,71	0,00	0,00	0,00	18,71	0,00	0,00	0,00	18,71	0,00	22,20	0,00	28,53	0,00
2044	18,38	0,00	0,00	0,00	18,38	0,00	0,00	0,00	18,38	0,00	21,85	0,00	28,21	0,00
2045	17,95	0,00	0,00	0,00	17,95	0,00	0,00	0,00	17,95	0,00	21,38	0,00	27,74	0,00
2046	17,60	0,00	0,00	0,00	17,60	0,00	0,00	0,00	17,60	0,00	21,00	0,00	27,35	0,00
2047	17,25	0,00	0,00	0,00	17,25	0,00	0,00	0,00	17,25	0,00	20,62	0,00	26,98	0,00
2048	16,97	0,00	0,00	0,00	16,97	0,00	0,00	0,00	16,97	0,00	20,32	0,00	26,69	0,00
2049	16,60	0,00	0,00	0,00	16,60	0,00	0,00	0,00	16,60	0,00	19,91	0,00	26,27	0,00
2050	16,30	0,00	0,00	0,00	16,30	0,00	0,00	0,00	16,30	0,00	19,58	0,00	25,92	0,00
2051	16,00	0,00	0,00	0,00	16,00	0,00	0,00	0,00	16,00	0,00	19,25	0,00	25,59	0,00
2052	15,76	0,00	0,00	0,00	15,76	0,00	0,00	0,00	15,76	0,00	18,99	0,00	25,33	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**750,96**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**750,96**	**0,00**	**199,56**	**0,00**	**950,52**	**0,00**	**1199,04**	**0,00**	**1383,45**	**0,00**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

2. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela SPE 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

3. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A SPE 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

TABELA 8

PREVISÕES DE PRODUÇÃO BRUTA

em

30 de JUNHO de 2020

para o

CAMPO SALINA CRISTAL

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Provadas mais Prováveis		Provadas mais Prováveis mais Possíveis	
Ano	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)
2020 (6 meses)	250,14	230,47	0,00	0,00	250,14	230,47	0,00	0,00	250,14	230,47	257,35	230,81	257,49	230,81
2021	476,44	231,77	215,79	10,04	692,23	241,81	0,00	0,00	692,23	241,81	705,72	242,43	706,50	242,47
2022	452,33	97,40	292,28	13,60	744,61	111,00	0,00	0,00	744,61	111,00	757,16	111,58	758,47	111,64
2023	430,51	47,85	251,92	11,72	682,43	59,57	151,09	7,03	833,52	66,60	894,09	69,42	895,85	69,50
2024	411,76	29,31	211,27	9,83	623,03	39,14	251,21	11,69	874,24	50,83	1028,92	58,02	1031,05	58,12
2025	392,51	21,94	105,47	4,91	497,98	26,85	186,10	8,66	684,08	35,51	800,83	40,94	803,24	41,06
2026	375,91	17,81	86,35	4,02	462,26	21,83	137,87	6,41	600,13	28,24	688,70	32,36	691,34	32,49
2027	360,64	16,78	70,70	3,29	431,34	20,07	102,13	4,75	533,47	24,82	601,08	27,97	603,91	28,10
2028	347,48	16,17	57,89	2,69	405,37	18,86	75,66	3,52	481,03	22,38	533,03	24,80	536,03	24,94
2029	333,48	15,52	47,39	2,20	380,87	17,72	56,05	2,61	436,92	20,33	477,25	22,21	480,36	22,35
2030	321,37	0,00	38,81	1,81	360,18	1,81	41,52	1,93	401,70	3,74	433,32	5,21	436,53	5,36
2031	310,11	0,00	31,77	1,48	341,88	1,48	30,76	1,43	372,64	2,91	397,74	4,08	401,03	4,23
2032	300,41	0,00	26,01	1,21	326,42	1,21	22,79	1,06	349,21	2,27	369,44	3,21	372,79	3,37
2033	289,75	0,00	21,30	0,99	311,05	0,99	16,88	0,79	327,93	1,78	344,45	2,55	347,85	2,70
2034	280,55	0,00	17,43	0,81	297,98	0,81	12,51	0,58	310,49	1,39	324,23	2,03	327,65	2,19
2035	271,90	0,00	14,28	0,66	286,18	0,66	9,26	0,44	295,44	1,10	307,07	1,64	310,51	1,80
2036	264,48	0,00	11,69	0,54	276,17	0,54	6,86	0,32	283,03	0,86	293,06	1,33	296,53	1,49
2037	256,09	0,00	9,56	0,45	265,65	0,45	5,09	0,23	270,74	0,68	279,50	1,09	282,97	1,25
2038	248,85	0,00	7,84	0,36	256,69	0,36	3,76	0,18	260,45	0,54	268,26	0,90	271,72	1,06
2039	242,01	0,00	6,42	0,30	248,43	0,30	2,79	0,13	251,22	0,43	258,27	0,76	261,73	0,92
2040	236,17	0,00	5,26	0,24	241,43	0,24	2,06	0,10	243,49	0,34	249,96	0,64	253,42	0,80
2041	229,38	0,00	4,31	0,20	233,69	0,20	1,53	0,07	235,22	0,27	182,67	-2,17	244,63	0,71
2042	0,00	0,00	3,52	0,16	3,52	0,16	1,14	0,06	4,66	0,22	5,31	0,25	63,04	2,93

2043	0,00	0,00	2,93	0,14	2,93	0,14	0,84	0,04	3,77	0,18	4,25	0,20	4,25	0,20
2044	0,00	0,00	2,49	0,12	2,49	0,12	0,62	0,02	3,11	0,14	3,47	0,16	3,47	0,16
2045	0,00	0,00	1,94	0,09	1,94	0,09	0,46	0,02	2,40	0,11	2,67	0,12	2,67	0,12
2046	0,00	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,36	0,02	0,44	0,02	0,64	0,03	0,64	0,03
2047	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,01	0,27	0,01	0,43	0,02	0,43	0,02
2048	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00
2049	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2051	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2052	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**7082,27**	**725,02**	**1544,70**	**71,86**	**8626,97**	**796,88**	**1119,65**	**52,10**	**9746,62**	**848,98**	**10468,96**	**882,59**	**10646,19**	**890,82**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

2. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela SPE 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

3. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A SPE 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

TABELA 9

PREVISÕES DE PRODUÇÃO BRUTA

em

30 de JUNHO de 2020

para o

CAMPO SERRA

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Provadas mais Prováveis		Provadas mais Prováveis mais Possíveis	
Ano	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)
2020 (6 meses)	374,76	27,07	60,07	4,34	434,83	31,41	0,00	0,00	434,83	31,41	445,53	32,19	460,75	33,29
2021	689,92	49,84	363,10	26,24	1053,02	76,08	0,00	0,00	1053,02	76,08	1077,76	77,86	1112,58	80,38
2022	628,52	45,41	662,84	47,89	1291,36	93,30	0,00	0,00	1291,36	93,30	1319,34	95,32	1358,61	98,15
2023	576,59	41,66	580,85	41,96	1157,44	83,62	633,26	45,75	1790,70	129,37	1820,69	131,54	1862,90	134,59
2024	533,56	38,55	484,55	35,00	1018,11	73,55	1265,09	91,40	2283,20	164,95	2314,42	167,21	2358,61	170,40
2025	493,69	35,67	408,48	29,51	902,17	65,18	1475,47	106,59	2377,64	171,77	2409,35	174,07	2454,50	177,33
2026	460,26	33,25	349,56	25,26	809,82	58,51	1235,18	89,23	2045,00	147,74	2320,86	167,67	2366,53	170,97
2027	430,89	31,13	302,36	21,84	733,25	52,97	1010,32	73,00	1743,57	125,97	2150,48	155,36	2337,67	168,89
2028	405,97	29,33	264,53	19,11	670,50	48,44	828,11	59,83	1498,61	108,27	1853,04	133,87	2382,39	172,12
2029	381,70	27,58	232,26	16,78	613,96	44,36	680,17	49,14	1294,13	93,50	1603,05	115,81	2072,62	149,74
2030	360,98	26,08	205,91	14,88	566,89	40,96	559,81	40,44	1126,70	81,40	1396,38	100,88	1806,29	130,50
2031	342,33	24,73	183,73	13,28	526,06	38,01	461,71	33,35	987,77	71,36	1223,54	88,40	1581,92	114,29
2032	326,32	23,58	165,29	11,94	491,61	35,52	381,57	27,56	873,18	63,08	1079,72	78,01	1393,71	100,69
2033	310,07	22,40	148,82	10,75	458,89	33,15	315,97	22,83	774,86	55,98	956,00	69,07	1231,41	88,96
2034	296,07	21,39	134,99	9,75	431,06	31,14	262,18	18,94	693,24	50,08	852,49	61,59	1094,65	79,08
2035	283,25	20,46	123,03	8,89	406,28	29,35	217,96	15,75	624,24	45,10	764,55	55,24	977,97	70,65
2036	272,20	19,66	112,86	8,16	385,06	27,82	181,55	13,12	566,61	40,94	690,61	49,89	879,29	63,52
2037	260,57	18,83	103,48	7,47	364,05	26,30	151,49	10,95	515,54	37,25	625,29	45,17	792,35	57,24
2038	250,53	18,10	95,46	6,90	345,99	25,00	126,64	9,15	472,63	34,15	570,11	41,19	718,56	51,91
2039	241,21	17,43	88,39	6,38	329,60	23,81	106,05	7,66	435,65	31,47	522,50	37,75	654,82	47,31
2040	233,17	16,85	82,32	5,94	315,49	22,79	88,95	6,43	404,44	29,22	482,14	34,83	600,58	43,39
2041	224,44	16,22	76,54	5,52	300,98	21,74	74,73	5,40	375,71	27,14	445,34	32,17	551,56	39,85
2042	216,90	15,67	71,56	5,17	288,46	20,84	62,87	4,54	351,33	25,38	414,02	29,91	509,73	36,83

2043	209,83	15,16	67,09	4,85	276,92	20,01	53,00	3,83	329,92	23,84	386,57	27,93	473,14	34,18
2044	203,75	14,72	63,28	4,57	267,03	19,29	44,72	3,23	311,75	22,52	363,21	26,24	441,93	31,93
2045	196,96	14,23	59,60	4,31	256,56	18,54	37,94	2,74	294,50	21,28	341,34	24,66	413,04	29,84
2046	191,10	13,81	56,36	4,07	247,46	17,88	32,28	2,33	279,74	20,21	322,62	23,31	388,30	28,05
2047	185,56	13,41	50,91	3,67	236,47	17,08	27,96	2,02	264,43	19,10	303,82	21,95	364,24	26,31
2048	180,82	13,06	48,37	3,50	229,19	16,56	22,29	1,61	251,48	18,17	288,09	20,81	344,07	24,86
2049	175,37	12,67	46,07	3,33	221,44	16,00	9,45	0,68	230,89	16,68	265,26	19,16	317,13	22,91
2050	170,68	12,33	44,07	3,18	214,75	15,51	0,00	0,00	214,75	15,51	246,65	17,82	295,58	21,35
2051	166,24	12,01	42,20	3,05	208,44	15,06	0,00	0,00	208,44	15,06	229,02	16,55	275,37	19,89
2052	162,45	11,74	7,15	0,51	169,60	12,25	0,00	0,00	169,60	12,25	188,31	13,60	223,87	16,17
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**10436,66**	**754,03**	**5786,08**	**418,00**	**16222,74**	**1172,03**	**10346,72**	**747,50**	**26569,46**	**1919,53**	**30272,10**	**2187,03**	**35096,67**	**2535,57**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

2. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela SPE 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

3. As previsões técnicas projetadas e limites econômicos estimados devem ocorrer após as datas de expiração dos contratos de concessão. A SPE 3R Petroleum declarou que atenderá às condições exigidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para obter as prorrogações da concessão. Com base nessa declaração e mediante solicitação da 3R Petroleum, as reservas avaliadas aqui consideram as prorrogações de concessão em potencial.

TABELA 10

PREVISÕES DE PRODUÇÃO BRUTA

em

30 de JUNHO de 2020

para o

CAMPO SANHAÇU

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

para

SPE 3R PETROLEUM

	Provadas Produtoras Desenvolvidas		Provadas Não Produtoras Desenvolvidas		Provadas Desenvolvidas		Provadas Não Desenvolvidas		Provadas Totais		Provadas mais Prováveis		Provadas mais Prováveis mais Possíveis	
Ano	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)
2020 (6 meses)	28,15	956,04	0,00	0,00	28,15	956,04	0,00	0,00	28,15	956,04	28,71	975,16	29,29	994,66
2021	53,53	1892,52	2,82	103,94	56,35	1996,46	0,00	0,00	56,35	1996,46	57,42	2034,31	58,51	2072,91
2022	50,72	1887,54	10,19	354,55	60,91	2242,09	0,00	0,00	60,91	2242,09	61,92	2279,84	62,96	2318,34
2023	48,18	1882,84	4,04	132,01	52,22	2014,85	0,00	0,00	52,22	2014,85	53,18	2052,51	54,17	2090,92
2024	46,02	1883,54	0,20	6,43	46,22	1889,97	0,00	0,00	46,22	1889,97	47,14	1927,64	48,08	1966,06
2025	43,81	1874,16	0,00	0,00	43,81	1874,16	14,00	484,30	57,81	2358,46	70,38	2800,65	71,28	2838,88
2026	41,91	1870,13	0,00	0,00	41,91	1870,13	27,40	947,92	69,31	2818,05	97,64	3806,50	98,50	3844,66
2027	40,16	1866,29	0,00	0,00	40,16	1866,29	26,33	910,76	66,49	2777,05	93,71	3728,13	94,53	3766,20
2028	38,66	1867,73	0,00	0,00	38,66	1867,73	25,30	875,05	63,96	2742,78	85,94	3513,78	86,73	3551,88
2029	15,51	769,52	0,00	0,00	15,51	769,52	24,31	840,73	39,82	1610,25	40,13	1625,64	40,44	1641,34
2030	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,35	807,77	23,35	807,77	23,35	807,77	23,35	807,77
2031	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,74	198,55	5,74	198,55	5,74	198,55	5,74	198,55
2032	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2034	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2036	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2037	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2038	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2039	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2041	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2042	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

2043	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2044	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2046	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2047	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2048	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2049	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2051	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2052	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**406,65**	**16750,31**	**17,25**	**596,93**	**423,90**	**17347,24**	**146,43**	**5065,08**	**570,33**	**22412,32**	**665,26**	**25750,48**	**673,58**	**26092,17**

Observações:

1. As reservas prováveis e possíveis não foram ajustadas quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

2. As reservas foram estimadas apenas quanto aos limites de produção econômica conforme definido na seção Definição de Reservas deste relatório ou na data de expiração das prorrogações da concessão conforme informado pela 3R Petroleum, o que ocorrer primeiro.

TABELA 11

PROJEÇÃO DE RESERVAS PROVADAS PRODUTORAS DESENVOLVIDAS e RECEITA LÍQUIDA FUTURA

atribuíveis à participação mantida por

SPE 3R PETROLEUM

em

30 de JUNHO de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

	Produção Bruta		Produção Líquida		Preços do Produto		Receita Bruta Futura	Royalties em Dinheiro	Despesas Operacionais (10^3US$)	Custos de Capital	Custos de Abandono (10^3US$)	Imposto de Renda Brasileiro	Receita Líquida Futura	Valor Presente a 10 por
Ano	Petróleo	Gás de	Petróleo	Gás de	Petróleo	Gás de venda								

	(10³bbl)	venda (10⁶pé³)	(10³bbl)	venda (10⁶pé³)	(US$/bbl)	(US$/10³pé³)	(10³US$)	(10³US$)		(10³US$)		(10³US$)	(10³US$)	cento (10³US$)
2020 (6 meses)	691,91	1.216,02	677,85	738,01	42,22	0,63	29.083,69	3.199,24	3.848,72	2.100,00	0,00	7.470,39	12.465,34	12.109,66
2021	1.294,63	2.178,85	1.267,87	1.232,59	46,46	0,70	59.767,86	6.574,48	7.482,08	21.900,00	0,00	15.287,52	8.523,78	7.687,05
2022	1.203,38	2.034,93	1.178,01	1.091,16	48,10	0,72	57.447,92	6.319,28	7.271,93	1.300,00	0,00	14.642,68	27.914,03	22.787,63
2023	1.124,36	1.976,79	1.100,27	1.035,36	49,63	0,74	55.372,42	6.090,92	7.090,15	0,00	0,00	14.076,46	28.114,89	20.776,11
2024	1.058,07	1.955,72	1.035,07	1.013,95	50,93	0,76	53.486,92	5.883,57	6.941,21	0,00	0,00	13.556,53	27.105,61	18.131,64
2025	994,22	1.935,96	972,31	998,88	52,15	0,78	51.484,99	5.663,35	6.791,02	0,00	0,00	13.001,81	26.028,81	15.760,97
2026	940,11	1.925,26	919,14	990,20	53,37	0,80	49.846,66	5.483,17	6.666,74	0,00	0,00	12.548,30	25.148,45	13.784,51
2027	891,66	1.918,16	871,59	985,02	54,74	0,82	48.518,50	5.337,09	6.555,61	0,00	0,00	12.452,77	24.173,03	11.993,90
2028	850,33	1.917,10	831,01	983,23	56,18	0,84	47.512,16	5.226,32	6.464,25	0,00	0,00	12.179,34	23.642,25	10.618,67
2029	786,96	816,38	779,20	431,61	56,96	0,85	44.750,22	4.922,50	6.307,33	0,00	0,00	11.396,93	22.123,46	8.994,66
2030	736,93	29,75	736,94	29,75	56,96	0,85	42.001,22	4.620,11	6.184,80	0,00	0,00	10.606,75	20.589,56	7.577,56
2031	705,43	28,31	705,43	28,31	56,96	0,85	40.205,18	4.422,55	6.110,74	0,00	0,00	10.088,44	19.583,45	6.524,12
2032	678,36	27,08	678,35	27,08	56,96	0,85	38.661,95	4.252,82	6.050,35	0,00	0,00	9.641,99	18.716,79	5.644,35
2033	649,89	25,81	649,88	25,81	56,96	0,85	37.039,28	4.074,29	5.980,18	0,00	0,00	9.174,84	17.809,97	4.861,80
2034	625,34	24,72	625,34	24,72	56,96	0,85	35.640,32	3.920,40	5.922,49	0,00	0,00	8.771,13	17.026,30	4.207,30
2035	602,60	23,72	602,60	23,72	56,96	0,85	34.344,37	3.777,84	5.869,05	0,00	0,00	8.397,14	16.300,34	3.646,11
2036	583,05	22,86	583,04	22,86	56,96	0,85	33.229,45	3.655,19	5.826,33	0,00	0,00	8.074,30	15.673,63	3.173,61
2037	561,74	21,95	561,75	21,95	56,96	0,85	32.015,83	3.521,76	5.773,04	0,00	0,00	7.725,15	14.995,88	2.748,57
2038	543,38	21,16	543,37	21,16	56,96	0,85	30.968,52	3.406,59	5.729,86	0,00	0,00	7.422,90	14.409,17	2.390,70
2039	526,17	20,42	526,17	20,42	56,96	0,85	29.988,23	3.298,68	5.689,43	0,00	0,00	7.140,04	13.860,08	2.081,62
2040	511,41	19,79	511,41	19,79	56,96	0,85	29.146,85	3.206,17	5.657,98	0,00	0,00	6.896,12	13.386,58	1.819,94
2041	494,83	19,10	494,83	19,09	56,96	0,85	28.201,75	3.102,22	5.615,76	0,00	0,00	6.624,48	12.859,29	1.582,54
2042	257,00	18,49	257,00	18,49	56,96	0,85	14.654,27	1.612,05	4.252,53	0,00	0,00	2.988,49	5.801,20	646,26
2043	244,15	15,61	244,16	15,61	56,96	0,85	13.920,74	1.531,20	4.204,84	0,00	0,00	2.782,80	5.401,90	544,73
2044	236,49	14,72	236,49	14,72	56,96	0,85	13.483,21	1.483,24	4.184,39	0,00	0,00	2.657,30	5.158,28	470,86
2045	228,91	14,23	228,92	14,23	56,96	0,85	13.051,27	1.435,61	4.165,62	0,00	0,00	2.533,01	4.917,03	406,29
2046	222,40	13,81	222,39	13,81	56,96	0,85	12.679,02	1.394,69	4.150,27	0,00	0,00	2.425,58	4.708,48	352,19
2047	216,21	13,41	216,22	13,41	56,96	0,85	12.327,23	1.355,97	4.135,77	0,00	0,00	2.324,07	4.511,42	305,46

2048	210,95	13,06	210,95	13,06	56,96	0,85	12.026,64	1.322,97	4.124,35	0,00	0,00	2.236,97	4.342,35	266,15
2049	204,82	12,67	204,83	12,67	56,96	0,85	11.677,66	1.284,58	4.109,00	0,00	0,00	2.136,59	4.147,49	230,11
2050	199,57	12,33	199,57	12,33	56,96	0,85	11.378,10	1.251,58	4.096,64	0,00	0,00	2.050,16	3.979,72	199,87
2051	194,58	12,01	194,58	12,01	56,96	0,85	11.093,43	1.220,23	4.084,92	0,00	0,00	1.968,02	3.820,26	173,68
2052	188,34	11,74	188,34	11,74	56,96	0,85	10.737,60	1.181,18	4.065,59	0,00	0,00	1.866,88	3.623,95	149,14
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	63.515,95	0,00	(63.515,95)	(2.366,06)
TOTAL	**19.458,18**	**18.311,92**	**19.254,88**	**9.936,75**			**1.045.743,46**	**115.031,84**	**181.402,97**	**25.300,00**	**63.515,95**	**253.145,88**	**407.346,82**	**190.281,70**

Valor Presente (10^3US$) em:	
8 por cento	**218.201,69**
15 por cento	**140.595,18**
20 por cento	**109.120,86**

Observação: Mediante solicitação da SPE 3R Petroleum, os custos de abandono foram incluídos como pagamentos antecipados a um fundo de abandono e incluídos como despesas operacionais.

TABELA 12

PROJEÇÃO DE RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS e RECEITA LÍQUIDA FUTURA

atribuíveis à participação mantida por

SPE 3R PETROLEUM

em

30 de JUNHO de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

	Produção Bruta		**Produção Líquida**		**Preços do Produto**									
Ano	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (US$/bbl)**	**Gás de venda (US$/$10^3$pé^3)**	**Receita Bruta Futura (10^3US$)**	**Royalties em Dinheiro (10^3US$)**	**Despesas Operacionais (10^3US$)**	**Custos de Capital (10^3US$)**	**Custos de Abandono (10^3US$)**	**Imposto de Renda Brasileiro (10^3US$)**	**Receita Líquida Futura (10^3US$)**	**Valor Presente a 10 por cento (10^3US$)**
2020 (6	751,98	1.220,36	737,92	742,35	42,22	0,63	31.622,66	3.478,53	4.043,41	7.040,00	0,00	8.121,82	8.938,90	8.683,87

meses)														
2021	1.908,53	2.325,46	1.880,35	1.327,23	46,46	0,70	88.290,26	9.711,90	9.501,73	27.529,66	0,00	23.121,23	18.425,74	16.616,92
2022	2.259,16	2.481,13	2.228,71	1.360,09	48,10	0,72	108.179,97	11.899,80	10.815,47	3.279,77	0,00	28.657,14	53.527,79	43.697,50
2023	2.081,82	2.207,50	2.055,71	1.200,08	49,63	0,74	102.913,00	11.320,43	10.379,12	0,00	0,00	27.211,71	54.001,74	39.905,71
2024	1.829,62	2.031,19	1.806,52	1.086,21	50,93	0,76	92.831,53	10.211,52	9.650,95	0,00	0,00	24.408,62	48.560,44	32.483,32
2025	1.564,14	1.985,87	1.542,23	1.048,78	52,15	0,78	81.245,08	8.936,95	8.833,79	0,00	0,00	21.180,42	42.293,92	25.609,81
2026	1.421,23	1.965,41	1.400,28	1.030,33	53,37	0,80	75.556,94	8.311,27	8.425,79	0,00	0,00	19.597,90	39.221,98	21.498,54
2027	1.305,18	1.952,32	1.285,11	1.019,19	54,74	0,82	71.182,83	7.830,13	8.097,07	0,00	0,00	18.786,91	36.468,72	18.094,64
2028	1.211,53	1.947,50	1.192,20	1.013,64	56,18	0,84	67.829,26	7.461,19	7.836,48	0,00	0,00	17.860,74	34.670,85	15.572,03
2029	1.103,68	843,54	1.095,92	458,78	56,96	0,85	62.813,56	6.909,54	7.533,21	0,00	0,00	16.446,08	31.924,73	12.979,49
2030	1.017,26	54,26	1.017,25	54,25	56,96	0,85	57.988,56	6.378,68	7.289,71	0,00	0,00	15.068,86	29.251,31	10.765,31
2031	955,18	50,56	955,18	50,56	56,96	0,85	54.449,92	5.989,50	7.112,93	0,00	0,00	14.058,15	27.289,34	9.091,26
2032	902,75	47,45	902,74	47,44	56,96	0,85	51.460,45	5.660,60	6.966,76	0,00	0,00	13.203,25	25.629,84	7.729,07
2033	851,86	44,47	851,85	44,48	56,96	0,85	48.559,02	5.341,49	6.819,32	0,00	0,00	12.375,39	24.022,82	6.557,77
2034	808,55	41,97	808,55	41,97	56,96	0,85	46.090,73	5.070,01	6.696,71	0,00	0,00	11.670,16	22.653,85	5.597,91
2035	769,68	39,71	769,68	39,72	56,96	0,85	43.874,79	4.826,25	6.586,91	0,00	0,00	11.036,95	21.424,68	4.792,35
2036	736,51	37,80	736,52	37,80	56,96	0,85	41.984,02	4.618,24	6.496,62	0,00	0,00	10.495,51	20.373,65	4.125,29
2037	702,76	35,90	702,76	35,90	56,96	0,85	40.059,67	4.406,60	6.398,85	0,00	0,00	9.946,43	19.307,79	3.538,89
2038	673,83	34,26	673,82	34,26	56,96	0,85	38.410,14	4.225,10	6.318,00	0,00	0,00	9.474,79	18.392,25	3.051,56
2039	647,35	32,77	647,35	32,77	56,96	0,85	36.901,08	4.059,11	6.244,33	0,00	0,00	9.043,20	17.554,44	2.636,46
2040	624,70	31,48	624,69	31,49	56,96	0,85	35.609,23	3.916,99	6.184,71	0,00	0,00	8.672,56	16.834,97	2.288,76
2041	600,62	30,16	600,62	30,17	56,96	0,85	34.236,78	3.766,07	6.115,11	0,00	0,00	8.280,90	16.074,70	1.978,24
2042	356,37	29,02	356,37	29,02	56,96	0,85	20.323,68	2.235,64	4.628,60	0,00	0,00	4.576,21	8.883,23	989,59
2043	337,84	25,66	337,85	25,65	56,96	0,85	19.265,79	2.119,26	4.559,72	0,00	0,00	4.279,52	8.307,29	837,72
2044	324,35	23,86	324,35	23,85	56,96	0,85	18.495,42	2.034,45	4.520,37	0,00	0,00	4.059,80	7.880,80	719,38
2045	311,76	22,86	311,77	22,86	56,96	0,85	17.777,56	1.955,47	4.486,13	0,00	0,00	3.854,23	7.481,73	618,21
2046	299,66	22,02	299,65	22,02	56,96	0,85	17.086,56	1.879,57	4.452,60	0,00	0,00	3.656,49	7.097,90	530,91
2047	287,47	21,12	287,48	21,13	56,96	0,85	16.392,59	1.803,23	4.417,80	0,00	0,00	3.458,33	6.713,23	454,54
2048	279,28	20,52	279,27	20,52	56,96	0,85	15.924,89	1.751,64	4.397,83	0,00	0,00	3.323,64	6.451,78	395,43
2049	270,36	19,87	270,37	19,87	56,96	0,85	15.416,88	1.695,87	4.374,26	0,00	0,00	3.177,90	6.168,85	342,25

2050	262,70	19,30	262,70	19,30	56,96	0,85	14.979,52	1.647,69	4.354,95	0,00	0,00	3.052,14	5.924,74	297,55
2051	255,45	18,77	255,45	18,77	56,96	0,85	14.566,38	1.602,26	4.336,72	0,00	0,00	2.933,32	5.694,08	258,86
2052	213,83	15,89	213,82	15,90	56,96	0,85	12.192,94	1.341,23	4.171,90	0,00	0,00	2.271,14	4.408,67	181,43
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	63.515,95	0,00	(63.515,95)	(2.366,06)
TOTAL	**27.926,99**	**19.679,96**	**27.715,04**	**11.006,38**			**1.494.511,69**	**164.396,21**	**213.047,86**	**37.849,43**	**63.515,95**	**377.361,44**	**638.340,80**	**300.554,51**

Valor Presente (10^3US$) em:	
8 por cento	**342.582,14**
15 por cento	**225.240,56**
20 por cento	**176.531,47**

TABELA 13

PROJEÇÃO de RESERVAS PROVADAS TOTAIS e RECEITA LÍQUIDA FUTURA

atribuíveis à participação mantida por

SPE 3R PETROLEUM

em

30 de JUNHO de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

	Produção Bruta		**Produção Líquida**		**Preços do Produto**		**Receita Bruta Futura (10^3US$)**	**Royalties em Dinheiro (10^3US$)**	**Despesas Operacionais (10^3US$)**	**Custos de Capital (10^3US$)**	**Custos de Abandono (10^3US$)**	**Imposto de Renda Brasileiro (10^3US$)**	**Receita Líquida Futura (10^3US$)**	**Valor Presente a 10 por cento (10^3US$)**
Ano	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé3)**	**Petróleo (US$/bbl)**	**Gás de venda (U.S.$/$10^3$pé^3)**								
2020 (6 meses)	751,98	1.220,36	737,92	742,35	42,22	0,63	31.622,66	3.478,53	4.043,41	7.040,00	0,00	8.121,82	8.938,90	8.683,87
2021	1.908,53	2.325,46	1.880,35	1.327,23	46,46	0,70	88.290,26	9.711,90	9.501,73	27.529,66	0,00	23.121,23	18.425,74	16.616,92
2022	2.259,16	2.481,13	2.228,71	1.360,09	48,10	0,72	108.179,97	11.899,80	10.815,47	3.279,77	0,00	28.657,14	53.527,79	43.697,50
2023	2.871,45	2.260,28	2.845,33	1.252,86	49,63	0,74	142.140,90	15.635,51	13.095,54	31.088,39	0,00	37.806,25	44.515,21	32.895,46

2024	3.438,07	2.163,68	3.414,97	1.218,70	50,93	0,76	174.850,63	19.233,50	15.300,51	38.987,10	0,00	46.497,59	54.831,93	36.678,49
2025	3.320,66	2.611,50	3.291,74	1.432,27	52,15	0,78	172.781,62	19.005,91	15.112,92	23.842,93	0,00	45.645,61	69.174,25	41.886,44
2026	2.892,80	3.032,10	2.858,14	1.623,08	53,37	0,80	153.837,34	16.922,07	13.773,04	0,00	0,00	40.368,62	82.773,61	45.370,24
2027	2.506,46	2.961,35	2.473,23	1.572,83	54,74	0,82	136.674,17	15.034,14	12.543,38	0,00	0,00	37.092,86	72.003,79	35.726,06
2028	2.195,53	2.904,10	2.163,55	1.532,71	56,18	0,84	122.835,55	13.511,85	11.544,54	0,00	0,00	33.244,91	64.534,25	28.984,83
2029	1.912,50	1.752,16	1.892,58	947,03	56,96	0,85	108.606,22	11.946,66	10.634,57	0,00	0,00	29.248,50	56.776,49	23.083,38
2030	1.684,40	918,72	1.672,72	514,83	56,96	0,85	95.715,57	10.528,76	9.891,38	0,00	0,00	25.600,45	49.694,98	18.289,17
2031	1.490,74	296,59	1.487,85	197,32	56,96	0,85	84.915,77	9.340,76	9.255,08	0,00	0,00	22.548,78	43.771,15	14.582,10
2032	1.339,95	87,33	1.339,94	87,33	56,96	0,85	76.397,10	8.403,67	8.752,25	0,00	0,00	20.142,00	39.099,18	11.790,99
2033	1.213,60	78,08	1.213,60	78,08	56,96	0,85	69.192,74	7.611,12	8.322,35	0,00	0,00	18.108,15	35.151,12	9.595,59
2034	1.108,66	70,34	1.108,66	70,35	56,96	0,85	63.208,79	6.952,99	7.964,85	0,00	0,00	16.418,92	31.872,03	7.875,76
2035	1.019,27	63,76	1.019,28	63,75	56,96	0,85	58.112,21	6.392,32	7.659,28	0,00	0,00	14.980,61	29.080,00	6.504,71
2036	944,61	58,20	944,61	58,21	56,96	0,85	53.854,64	5.923,94	7.405,45	0,00	0,00	13.778,59	26.746,66	5.415,70
2037	876,67	53,25	876,67	53,26	56,96	0,85	49.980,34	5.497,80	7.170,65	0,00	0,00	12.686,04	24.625,85	4.513,64
2038	819,48	49,07	819,49	49,06	56,96	0,85	46.719,91	5.139,20	6.974,76	0,00	0,00	11.766,02	22.839,93	3.789,48
2039	768,38	45,42	768,38	45,42	56,96	0,85	43.805,59	4.818,66	6.798,53	0,00	0,00	10.944,06	21.244,34	3.190,64
2040	724,83	42,33	724,83	42,33	56,96	0,85	41.322,24	4.545,42	6.650,34	0,00	0,00	10.243,00	19.883,48	2.703,21
2041	684,97	39,45	684,97	39,46	56,96	0,85	39.049,20	4.295,50	6.513,26	0,00	0,00	9.601,75	18.638,69	2.293,78
2042	427,56	37,01	427,56	37,01	56,96	0,85	24.385,22	2.682,35	4.897,97	0,00	0,00	5.713,67	11.091,23	1.235,57
2043	398,04	32,54	398,05	32,53	56,96	0,85	22.700,41	2.497,11	4.787,72	0,00	0,00	5.241,30	10.174,28	1.025,99
2044	375,34	29,78	375,34	29,78	56,96	0,85	21.404,62	2.354,44	4.715,35	0,00	0,00	4.873,84	9.460,99	863,63
2045	355,18	27,99	355,19	27,99	56,96	0,85	20.255,36	2.228,16	4.654,13	0,00	0,00	4.546,84	8.826,23	729,31
2046	336,85	26,52	336,84	26,52	56,96	0,85	19.208,78	2.112,99	4.598,15	0,00	0,00	4.249,20	8.248,44	616,96
2047	319,90	25,14	319,91	25,14	56,96	0,85	18.243,39	2.006,73	4.546,17	0,00	0,00	3.974,77	7.715,72	522,41
2048	304,22	23,36	304,22	23,37	56,96	0,85	17.348,00	1.908,28	4.497,67	0,00	0,00	3.720,30	7.221,75	442,62
2049	279,81	20,55	279,81	20,55	56,96	0,85	15.955,68	1.755,05	4.412,50	0,00	0,00	3.327,96	6.460,17	358,42
2050	262,70	19,30	262,70	19,30	56,96	0,85	14.979,52	1.647,69	4.354,95	0,00	0,00	3.052,14	5.924,74	297,55
2051	255,45	18,77	255,45	18,77	56,96	0,85	14.566,38	1.602,26	4.336,72	0,00	0,00	2.933,32	5.694,08	258,86
2052	213,83	15,89	213,82	15,90	56,96	0,85	12.192,94	1.341,23	4.171,90	0,00	0,00	2.271,14	4.408,67	181,43
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	66.665,95	0,00	(66.665,95)	(2.483,40)

Total	**40.261,58**	**25.791,51**	**39.976,41**	**14.585,41**			**2.163.333,72**	**237.966,30**	**259.696,52**	**131.767,85**	**66.665,95**	**560.527,38**	**906.709,72**	**408.217,31**

Valor Presente (10^3US$) em:	
8 por cento	**470.440,62**
15 por cento	**296.557,38**
20 por cento	**224.742,55**

TABELA 14

PROJEÇÃO de RESERVAS PROVADAS mais PROVÁVEIS e RECEITA LÍQUIDA FUTURA

atribuíveis à participação mantida por

SPE 3R PETROLEUM

em

30 de JUNHO de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

	Produção Bruta		**Produção Líquida**		**Preços do Produto**		**Receita Bruta Futura (10^3US$)**	**Royalties em Dinheiro (10^3US$)**	**Despesas Operacionais (10^3US$)**	**Custos de Capital (10^3US$)**	**Custos de Abandono (10^3US$)**	**Imposto de Renda Brasileiro (10^3US$)**	**Receita Líquida Futura (10^3US$)**	**Valor Presente a 10 por cento (10^3US$)**
Ano	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (10^3bbl)**	**Gás de venda (10^6pé^3)**	**Petróleo (US$/bbl)**	**Gás de venda (US$/$10^3$pé^3)**								
2020 (6 meses)	773,40	1.240,83	759,05	753,00	42,22	0,63	32.521,52	3.577,31	4.112,14	7.040,00	0,00	8.370,48	9.421,59	9.152,80
2021	1.955,67	2.366,53	1.926,97	1.349,00	46,46	0,70	90.471,23	9.951,81	9.655,83	27.529,66	0,00	23.728,80	19.605,13	17.680,55
2022	2.309,82	2.522,50	2.278,86	1.383,00	48,10	0,72	110.608,78	12.166,99	10.984,88	3.279,77	0,00	29.334,49	54.842,65	44.770,92
2023	2.974,33	2.303,98	2.947,73	1.278,00	49,63	0,74	147.241,66	16.196,62	13.448,32	37.486,75	0,00	39.157,02	40.952,95	30.263,10
2024	3.654,93	2.211,89	3.631,37	1.248,00	50,93	0,76	185.894,21	20.448,34	16.061,11	38.987,10	0,00	49.508,00	60.889,66	40.730,71
2025	3.509,11	3.062,51	3.473,93	1.662,00	52,15	0,78	182.461,55	20.070,71	15.773,37	25.210,23	0,00	48.261,12	73.146,12	44.291,45
2026	3.310,76	4.045,71	3.261,94	2.142,00	53,37	0,80	175.803,50	19.338,44	15.267,15	29.967,50	0,00	46.041,07	65.189,34	35.731,85
2027	3.031,46	3.946,10	2.984,61	2.082,00	54,74	0,82	165.084,90	18.159,35	14.467,70	0,00	0,00	45.035,67	87.422,18	43.376,19

2028	2.645,55	3.704,25	2.602,58	1.947,00	56,18	0,84	147.848,20	16.263,28	13.227,89	0,00	0,00	40.241,39	78.115,64	35.084,72
2029	2.282,16	1.792,88	2.262,09	980,00	56,96	0,85	129.681,59	14.265,02	12.065,01	0,00	0,00	35.139,53	68.212,03	27.732,66
2030	2.004,52	940,82	1.992,84	537,00	56,96	0,85	113.968,79	12.536,48	11.153,23	0,00	0,00	30.694,89	59.584,19	21.928,67
2031	1.769,31	315,95	1.766,43	217,00	56,96	0,85	100.800,47	11.088,00	10.372,97	0,00	0,00	26.975,43	52.364,07	17.444,78
2032	1.583,48	104,35	1.583,47	104,00	56,96	0,85	90.283,08	9.931,13	9.746,85	0,00	0,00	24.005,73	46.599,37	14.052,79
2033	1.427,14	93,09	1.427,14	93,00	56,96	0,85	81.368,66	8.950,59	9.209,58	0,00	0,00	21.490,89	41.717,60	11.388,12
2034	1.296,76	83,64	1.296,76	84,00	56,96	0,85	73.935,02	8.132,85	8.759,74	0,00	0,00	19.394,43	37.648,00	9.303,05
2035	1.185,68	75,58	1.185,68	76,00	56,96	0,85	67.600,65	7.436,11	8.374,22	0,00	0,00	17.608,71	34.181,61	7.645,86
2036	1.092,54	68,77	1.092,55	69,00	56,96	0,85	62.290,30	6.852,01	8.051,54	0,00	0,00	16.111,50	31.275,25	6.332,65
2037	1.008,54	62,72	1.008,55	63,00	56,96	0,85	57.500,61	6.325,11	7.755,95	0,00	0,00	14.762,65	28.656,90	5.252,47
2038	937,68	57,60	937,68	58,00	56,96	0,85	53.459,38	5.880,49	7.507,61	0,00	0,00	13.624,24	26.447,04	4.387,95
2039	874,10	53,15	874,09	53,00	56,96	0,85	49.833,10	5.481,63	7.282,58	0,00	0,00	12.603,42	24.465,47	3.674,43
2040	819,32	49,35	819,31	49,00	56,96	0,85	46.709,78	5.138,10	7.089,68	0,00	0,00	11.723,88	22.758,12	3.094,01
2041	712,27	43,15	712,27	43,00	56,96	0,85	40.607,34	4.466,88	6.642,14	0,00	0,00	10.029,43	19.468,89	2.395,95
2042	501,04	42,67	501,04	43,00	56,96	0,85	28.575,85	3.143,36	5.176,05	0,00	0,00	6.887,19	13.369,25	1.489,35
2043	470,14	40,05	470,15	40,00	56,96	0,85	26.813,86	2.949,54	5.060,84	0,00	0,00	6.393,18	12.410,30	1.251,47
2044	442,94	37,33	442,94	37,00	56,96	0,85	25.261,26	2.778,71	4.973,87	0,00	0,00	5.952,95	11.555,73	1.054,84
2045	417,84	35,13	417,84	35,00	56,96	0,85	23.829,63	2.621,30	4.896,49	0,00	0,00	5.546,03	10.765,81	889,58
2046	395,28	33,32	395,28	33,00	56,96	0,85	22.543,37	2.479,73	4.826,86	0,00	0,00	5.180,51	10.056,27	752,19
2047	374,63	31,63	374,63	32,00	56,96	0,85	21.366,18	2.350,26	4.762,76	0,00	0,00	4.846,07	9.407,09	636,94
2048	355,91	29,59	355,91	30,00	56,96	0,85	20.298,13	2.232,89	4.704,58	0,00	0,00	4.542,62	8.818,04	540,46
2049	329,00	26,55	329,00	27,00	56,96	0,85	18.762,51	2.063,93	4.611,55	0,00	0,00	4.109,59	7.977,44	442,59
2050	309,25	25,08	309,24	25,00	56,96	0,85	17.635,50	1.939,85	4.545,41	0,00	0,00	3.791,08	7.359,16	369,59
2051	284,17	20,70	284,18	21,00	56,96	0,85	16.204,74	1.782,55	4.455,57	0,00	0,00	3.388,65	6.577,97	299,04
2052	240,18	17,68	240,18	18,00	56,96	0,85	13.696,12	1.506,56	4.281,86	0,00	0,00	2.688,62	5.219,08	214,78
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	68.015,95	0,00	(68.015,95)	(2.533,69)
Total	**45.278,91**	**29.485,08**	**44.946,29**	**16.611,00**			**2.440.961,47**	**268.505,93**	**279.305,33**	**169.501,01**	**68.015,95**	**637.169,26**	**1.018.463,99**	**441.122,82**

Observação: As reservas prováveis e os valores associados a reservas prováveis não foram ajustados quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas Provadas.

Valor Presente (10^3US$) em:	
8 por cento	511.470,33
15 por cento	316.313,98
20 por cento	237.244,07

TABELA 15

PROJEÇÃO de RESERVAS PROVADAS mais PROVÁVEIS mais POSSÍVEIS e RECEITA LÍQUIDA FUTURA

atribuíveis à participação mantida por

SPE 3R PETROLEUM

em

30 de JUNHO de 2020

para

DETERMINADOS CAMPOS

na

BACIA POTIGUAR, BRASIL

	Produção Bruta		Produção Líquida		Preços do Produto		Receita Bruta Futura (10^3US$)	Royalties em Dinheiro (10^3US$)	Despesas Operacionais (10^3US$)	Custos de Capital (10^3US$)	Custos de Abandono (10^3US$)	Imposto de Renda Brasileiro (10^3US$)	Receita Líquida Futura (10^3US$)	Valor Presente a 10 por cento (10^3US$)
Ano	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (10^3bbl)	Gás de venda (10^6pé^3)	Petróleo (US$/bbl)	Gás de venda (US$/$10^3$pé^3)								
2020 (6 meses)	792,67	1.261,46	778,02	764,13	42,22	0,63	33.329,19	3.666,19	4.173,84	7.040,00	0,00	8.593,89	9.855,27	9.574,12
2021	2.002,42	2.408,42	1.973,15	1.371,96	46,46	0,70	92.633,10	10.189,63	9.808,52	27.529,66	0,00	24.331,06	20.774,23	18.734,88
2022	2.363,52	2.565,01	2.799,45	1.439,62	48,10	0,72	135.690,03	14.925,90	12.286,31	3.279,77	0,00	36.481,60	68.716,45	56.096,81
2023	3.031,73	2.346,70	3.564,92	1.341,71	49,63	0,74	177.919,85	19.571,20	14.989,31	37.486,75	0,00	47.916,32	57.956,27	42.828,05
2024	3.714,97	2.254,82	3.986,47	1.293,15	50,93	0,76	204.013,86	22.441,54	16.980,16	38.987,10	0,00	54.678,51	70.926,55	47.444,66
2025	3.570,56	3.105,39	3.946,40	1.715,67	52,15	0,78	207.142,82	22.785,73	16.980,10	25.210,23	0,00	55.319,36	86.847,40	52.587,86
2026	3.373,12	4.088,60	3.714,02	2.194,45	53,37	0,80	199.972,81	21.997,03	16.430,50	29.967,50	0,00	52.959,18	78.618,60	43.092,78
2027	3.235,67	3.999,15	3.227,25	2.118,86	54,74	0,82	178.397,08	19.623,67	15.321,13	37.459,38	0,00	48.773,78	57.219,12	28.390,35
2028	3.192,21	3.782,09	2.827,90	1.982,97	56,18	0,84	160.537,17	17.659,07	14.533,54	0,00	0,00	43.637,15	84.707,41	38.045,35

2029	2.768,73	1.844,01	2.470,10	1.003,23	56,96	0,85	141.549,48	15.570,50	13.279,74	0,00	0,00	38.317,74	74.381,50	30.240,97
2030	2.431,28	971,96	2.184,64	551,08	56,96	0,85	124.905,46	13.739,55	12.271,48	0,00	0,00	33.624,11	65.270,32	24.021,32
2031	2.144,69	343,37	1.943,21	229,74	56,96	0,85	110.880,58	12.196,80	11.402,62	0,00	0,00	29.675,59	57.605,57	19.190,95
2032	1.914,59	128,57	1.746,53	116,43	56,96	0,85	99.581,09	10.953,91	10.695,75	0,00	0,00	26.496,69	51.434,74	15.510,95
2033	1.719,69	114,52	1.577,28	104,24	56,96	0,85	89.930,58	9.892,41	10.083,30	0,00	0,00	23.784,66	46.170,21	12.603,60
2034	1.556,10	102,67	1.435,31	93,95	56,96	0,85	81.834,95	9.001,85	9.565,71	0,00	0,00	21.510,91	41.756,48	10.318,28
2035	1.416,27	92,54	1.313,71	85,13	56,96	0,85	74.901,11	8.239,11	9.118,82	0,00	0,00	19.564,68	37.978,50	8.495,16
2036	1.298,45	83,95	1.211,26	77,66	56,96	0,85	69.059,09	7.596,49	8.741,50	0,00	0,00	17.925,17	34.795,93	7.045,51
2037	1.192,76	76,33	1.118,57	70,98	56,96	0,85	63.774,25	7.015,14	8.395,41	0,00	0,00	16.443,66	31.920,04	5.850,56
2038	1.103,23	69,85	1.040,05	65,30	56,96	0,85	59.296,87	6.522,67	8.102,38	0,00	0,00	15.188,42	29.483,40	4.891,73
2039	1.023,47	64,24	969,62	60,35	56,96	0,85	55.280,74	6.080,80	7.837,35	0,00	0,00	14.063,28	27.299,31	4.100,03
2040	954,79	59,44	908,87	56,13	56,96	0,85	51.817,00	5.699,87	7.609,42	0,00	0,00	13.092,62	25.415,09	3.455,24
2041	893,94	55,07	854,74	52,24	56,96	0,85	48.730,11	5.360,30	7.405,57	0,00	0,00	12.227,84	23.736,40	2.921,14
2042	667,89	53,62	634,43	51,20	56,96	0,85	36.180,77	3.979,91	5.727,15	0,00	0,00	9.001,06	17.472,65	1.946,47
2043	570,06	47,65	541,46	45,58	56,96	0,85	30.880,13	3.396,80	5.370,64	0,00	0,00	7.518,31	14.594,38	1.471,72
2044	534,97	44,35	510,62	42,59	56,96	0,85	29.120,83	3.203,31	5.267,33	0,00	0,00	7.021,06	13.629,13	1.244,10
2045	502,74	41,64	481,98	40,14	56,96	0,85	27.487,81	3.023,68	5.175,13	0,00	0,00	6.558,26	12.730,74	1.051,94
2046	474,08	39,37	456,81	38,13	56,96	0,85	26.052,19	2.865,72	5.093,76	0,00	0,00	6.151,52	11.941,19	893,18
2047	448,09	37,29	432,23	36,16	56,96	0,85	24.650,79	2.711,61	5.015,44	0,00	0,00	5.754,07	11.169,67	756,28
2048	424,88	34,94	406,21	33,60	56,96	0,85	23.166,45	2.548,37	4.935,85	0,00	0,00	5.331,96	10.350,27	634,37
2049	393,75	31,60	371,35	29,98	56,96	0,85	21.177,63	2.329,47	4.819,85	0,00	0,00	4.769,63	9.258,68	513,68
2050	370,95	29,89	343,78	27,93	56,96	0,85	19.605,51	2.156,66	4.732,74	0,00	0,00	4.323,48	8.392,63	421,49
2051	342,74	25,07	324,36	23,75	56,96	0,85	18.495,68	2.034,45	4.653,70	0,00	0,00	4.014,56	7.792,97	354,28
2052	287,80	21,28	281,27	20,81	56,96	0,85	16.038,77	1.764,29	4.464,78	0,00	0,00	3.335,30	6.474,40	266,44
2053	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	68.515,95	0,00	(68.515,95)	(2.552,32)
Total	**50.712,81**	**30.224,86**	**50.375,97**	**17.178,85**			**2.734.033,78**	**300.743,63**	**301.268,83**	**206.960,39**	**68.515,95**	**718.385,43**	**1.138.159,55**	**492.441,93**

Valor Presente (10^3US$) em:	
8 por cento	**569.841,61**
15 por cento	**355.609,33**

20 por cento	**268.946,14**

Observação: As reservas prováveis possíveis e os valores associados a elas não foram ajustados quanto ao risco para torná-las comparáveis às reservas provadas.

Estes dados acompanham o relatório de De Golyer and MacNaughton e estão sujeitos às suas condições específicas.

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXO H – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS PRO FORMA DA COMPANHIA E DA 3R PETROLEUM E PARTICIPAÇÕES S.A. RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020

(Página intencionalmente deixada em branco)

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Informações Financeiras Pro Forma
Para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre a compilação de informações financeiras *pro forma*

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores
Ouro Preto Óleo e Gás S.A and 3R Petroleum e Participações S.A
Rio de Janeiro - RJ

Concluímos nosso trabalho de asseguração para emissão de relatório sobre a compilação de informações financeiras *pro forma* da Ouro Preto Óleo e Gás S.A and 3R Petroleum e Participações S.A ("Companhias") , elaborada sob responsabilidade de sua administração. As informações financeiras *pro forma* compreendem o balanço patrimonial *pro forma* em 30 de junho de 2020, a demonstração do resultado *pro forma* para o período findo em 30 de junho de 2020 e as respectivas notas explicativas, apresentados no prospecto da Companhia "3R Óleo e Gás S.A"**.** Os critérios aplicáveis com base nos quais a administração da Companhia compilou as informações financeiras *pro forma* estão especificados no CTG 06 do Conselho Federal de Contabilidade e estão sumariados na nota explicativa 1b**.**

As informações financeiras *pro forma* foram compiladas pela administração das Companhias para ilustrar o impacto do evento de incorporação da 3R Petroleum e Participações S.A pela Ouro Preto Óleo e Gás S.A apresentado nas notas explicativas 1a e 1b sobre o balanço patrimonial das Companhias em 30 de junho de 2020 e sua demonstração do resultado para o período findo naquela data, como se o evento tivesse ocorrido em 30 de junho de 2020. Como parte desse processo, informações sobre a posição patrimonial e financeira e do desempenho operacional da Companhia foram extraídas pela administração das Companhias das demonstrações contábeis das Companhias para o período findo em 30 de junho de 2020, sobre as quais revisamos as informações financeiras das Companhias que contém conclusões não modificadas.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Responsabilidade da administração da companhia pelas informações financeiras *pro forma*
A administração da Companhia é responsável pela compilação das informações financeiras *pro forma* com base nos critérios definidos no CTG 06 do Conselho Federal de Contabilidade e estão sumariados na nota explicativa 1b**.**

Responsabilidade do auditor independente
Nossa responsabilidade é expressar uma opinião, conforme requerido pela Comissão de Valores Mobiliários sobre se as informações financeiras *pro forma* foram compiladas pela administração da Companhia, em todos os aspectos relevantes, com base nos critérios definidos no CTG 06 do Conselho Federal de Contabilidade e estão sumariados na nota explicativa 1b.

Conduzimos nosso trabalho de acordo com a NBC TO 3420 - Trabalho de Asseguração sobre a Compilação de Informações Financeiras *Pro Forma* Incluídas em Prospecto, emitida pelo Conselho Federal de Contabilidade, equivalente à Norma Internacional emitida pela Federação Internacional de Contadores ISAE 3420. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que os procedimentos de auditoria sejam planejados e executados com o objetivo de obter segurança razoável de que a administração da Companhia compilou, em todos os aspectos relevantes, as informações financeiras *pro forma* com base nos critérios definidos no CTG 06 do Conselho Federal de Contabilidade e estão sumariados na nota explicativa 1b.

Para os fins deste trabalho, não somos responsáveis pela atualização ou reemissão de quaisquer relatórios ou opiniões sobre quaisquer informações financeiras históricas usadas na compilação das informações financeiras *pro forma*, tampouco executamos, no curso deste trabalho, auditoria ou revisão das demonstrações contábeis e demais informações financeiras históricas usadas na compilação das informações financeiras pro forma.

A finalidade das informações financeiras *pro forma* incluídas no prospecto é a de exclusivamente ilustrar o impacto do evento ou da transação relevante sobre as informações financeiras históricas da entidade, como se o evento ou a transação tivesse ocorrido na data anterior selecionada para propósito ilustrativo. Dessa forma, nós não fornecemos qualquer asseguração de que o resultado real do evento ou da transação em 30 de junho de 2020 teria sido conforme apresentado.

Um trabalho de asseguração razoável sobre se as informações financeiras *pro forma* foram compiladas, em todos os aspectos relevantes, com base nos critérios aplicáveis, envolve a execução de procedimentos para avaliar se os critérios aplicáveis adotados pela administração da Companhia na compilação das informações financeiras *pro forma* oferecem base razoável para apresentação dos efeitos relevantes diretamente atribuíveis ao evento ou à transação, e para obter evidência suficiente apropriada sobre se:

- os correspondentes ajustes *pro forma* proporcionam efeito apropriado a esses critérios; e
- as informações financeiras *pro forma* refletem a aplicação adequada desses ajustes às informações financeiras históricas.

Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor independente, levando em consideração seu entendimento sobre a Companhia, sobre a natureza do evento ou da transação com relação à qual as informações financeiras *pro forma* foram compiladas, bem como outras circunstâncias relevantes do trabalho. O trabalho envolve ainda a avaliação da apresentação geral das informações financeiras *pro forma*.

Acreditamos que a evidência obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião sobre a compilação das informações financeiras *pro forma*.
Acreditamos que a evidência obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião sobre a compilação das informações financeiras *pro forma*.

Opinião
Em nossa opinião, as informações financeiras *pro forma* foram compiladas, em todos os aspectos relevantes, com base nos critérios definidos na orientação técnica CTG 06 do Conselho Federal de Contabilidade.

Outros assuntos
De acordo com os termos do nosso trabalho, este relatório de asseguração razoável sobre as informações financeiras combinadas *pro forma* foi elaborada para atendimento aos requerimentos da Comissão de Valores Mobiliários – CVM em conexão com o processo de registro da oferta de emissão de ações e não para outro fim ou qualquer outro propósito.

Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2020

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Bruno Bressan Marcondes
Contador CRC RJ-112835/O-7

Informações financeiras pro forma – Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Balanço patrimonial pro forma em 30 de junho de 2020

(Em milhares de reais)

	Ouro Petro Óleo e Gás S.A. (consolidado)	3R Petroleum e Participações S.A. (consolidado)	Ajustes	Pro forma
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	19.234	20.165	-	39.399
Aplicações financeiras	-	146.938		146.938
Contas a receber de clientes	4.331	26.254	-	30.585
Adiantamentos a fornecedores	-	691		691
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	684	4.941	-	5.625
Despesas antecipadas	1.527	364	-	1.891
Outros ativos	1	23	-	24
Total do ativo circulante	25.777	199.376	-	225.153
Caixa restrito	3.656	-	-	3.656
Impostos a recuperar	-	69	-	69
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	5.027	4.157	-	9.184
Depósitos judiciais	192	-	-	192
Depósitos em juízo	2.546	-	-	2.546
Outros ativos	7.705	-	-	7.705
Total do ativo realizável a longo prazo	19.126	4.226	-	23.352
Ativo imobilizado	355.876	136.152	-	492.028
Ativo intangível	796	858.069	-	858.865
Direito de uso	-	1.391	-	1.391
Total do ativo não circulante	375.798	999.838	-	1.375.636
Total do ativo	**401.575**	**1.199.214**	**-**	**1.600.789**

Informações financeiras pro forma – Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Balanço patrimonial pro forma em 30 de junho de 2020

(Em milhares de reais)

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras pro forma

	Ouro Petro Óleo e Gás S.A. (consolidado)	3R Petroleum e Participações S.A. (consolidado)	Ajustes	Pro forma
Passivo				
Fornecedores	210	1.360	-	1.570
Debêntures	-	24.734	-	24.734
Instrumentos financeiros	-	11.585		11.585
Obrigações trabalhistas	432	1.320	-	1.752
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a pagar	2.420	12.693	-	15.113
Valores a pagar ao operador	3.415	-	-	3.415
Provisão para pagamento de royalties	299	1.990	-	2.289
Arrendamento a pagar	-	415	-	415
Outras obrigações a pagar	8.513	2.744	-	11.257
Total do passivo circulante	15.289	56.841	-	72.130
Debêntures	-	676.493	-	676.493
Provisão para abandono	146.288	136.040	-	282.328
Provisão para processos judiciais e administrativos	3.014	-	-	3.015
Imposto de renda e contribuição previdenciária diferidos	14.690	-	-	14.690
Arrendamento a pagar	-	1.005	-	1.005
Outras obrigações	-	1	-	1
Total do passivo exigível a longo prazo	163.992	813.539	-	977.532

Informações financeiras pro forma – Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Balanço patrimonial pro forma em 30 de junho de 2020

(Em milhares de reais)

	Ouro Petro Óleo e Gás S.A. (consolidado)	3R Petroleum e Participações S.A. (consolidado)	Ajustes	Pro forma
Passivo				
Patrimônio líquido				
Capital social	287.666	234.458	-	522.124
Reserva de pagamento baseado em ações	-	4.840	-	4.840
Ações em tesouraria	(118)	-	-	(118)
Reserva de capital	-	30.773	-	30.773
Diferenças acumuladas de conversão de moeda estrangeira	103.853	-	-	103.853
Prejuízo acumulado	(169.107)	(32.424)	-	(201.532)
	222.294	237.647	-	459.940
Acionistas não controladores		91.187		91.187
Total do patrimônio líquido	222.294	328.834	-	551.127
Total do passivo e patrimônio líquido	**401.575**	**1.199.214**	**-**	**1.600.789**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras pro forma

Informações financeiras pro forma – Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstração de resultados pro forma para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020

(Em milhares de reais)

	Ouro Petro Óleo e Gás S.A. (consolidado)	3R Petroleum e Participações S.A. (consolidado)	Ajustes	Pro forma
Receita líquida	17.252	20.076	-	37.328
Custo dos produtos vendidos	(8.712)	(7.272)	-	(15.984)
Lucro bruto	**8.540**	**12.804**	**-**	**21.344**
Outras despesas operacionais				
Despesas gerais e administrativas	(10.049)	(19.560)		(29.609)
Despesas tributárias	(124)	(1.826)	-	(1.950)
Gastos exploratórios	(302)	-	-	(302)
Outras despesas e receitas operacionais	(37.349)	(168)	-	(37.518)
	(47.824)	**(21.554)**	**-**	**(69.378)**
Prejuízo antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos de renda	**(39.284)**	**(8.750)**	**-**	**(48.034)**
Resultado financeiro				
Receitas financeiras	3.258	38.281	-	41.540
Despesas financeiras	(32.948)	(46.755)	-	(79.704)
	(29.690)	**(8.474)**	**-**	**(38.164)**
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social	**(68.974)**	**(17.224)**	**-**	**(86.198)**
Imposto de renda e contribuição social correntes	(1.447)	(1.584)	-	(3.031)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	150	4.157	-	4.307
Prejuízo líquido do período atribuível aos proprietários da controladora	**(70.271)**	**(14.651)**	**-**	**(84.922)**
Atribuível a:				
Proprietários da Empresa	-	(8.948)	-	(79.219)
Participação de não controladores	-	(5.703)	-	(5.703)

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras pro forma.

1. Descrição das transações e base para compilar as informações financeiras pro forma

(a) Descrição da transação

O balanço patrimonial pro forma levantado em 30 de junho de 2020 da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. ("Ouro Preto"), doravante referida conjuntamente como "Companhia", e as demonstrações dos resultados pro forma para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 refletem as transações detalhadas a seguir.

Em agosto de 2019, o fundo de investimento 3R Petróleo Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), cujo principal quotista é o fundo de investimento Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII"), adquiriu o controle da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R Petroleum"). Posteriormente, em fevereiro de 2020, a 3R Petroleum emitiu ações adicionais subscritas pelo fundo de investimento Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"). O FIP Esmeralda celebrou um acordo de acionistas com o FIP 3R, conferindo ao FIP 3R poderes para deliberar sobre diversos assuntos, formando um novo bloco de controle direto.

A StarÔnix AG, subsidiária integral da SSSFII, adquiriu 100% da Ouro Preto em fevereiro de 2020.

O FIP 3R, SSSFII e FIP Esmeralda são fundos administrados e controlados pela Starboard Asset Ltda. ("Starboard").

O fato de a Starboard, administradora da SSSFII, ser a proprietária integral da Ouro Preto e ao mesmo tempo acionista majoritária do FIP 3R, que controla a 3R Petroleum, fundamenta o controle comum das duas empresas.

Em 3 de agosto de 2020, os quotistas concordaram com os detalhes de uma reorganização societária da 3R Petroleum e Ouro Preto, sujeita à realização bem-sucedida da Oferta Pública Inicial ("IPO") da Ouro Preto. A reorganização societária inclui os seguintes eventos, que ocorrerão simultaneamente na efetivação do IPO:

- a incorporação da 3R Petroleum pela Ouro Preto – os quotistas já acordaram a relação de troca de ações resultante do controle total da Ouro Preto pelo FIP 3R e FIP Esmeralda;
- o ajuste do acordo de acionistas firmado entre o FIP 3R e o FIP Esmeralda em 5 de fevereiro de 2020, para refletir o acordo de acionistas controladores após o IPO; e
- a eleição do Conselho de Administração, Diretores e Conselho Fiscal da Ouro Preto.

(b) Base para compilação das informações financeiras pro forma

As informações financeiras pro forma foram compiladas e apresentadas:

— como se a incorporação da 3R Petroleum pela Ouro Preto tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2020 com o objetivo de compilar a demonstração de resultados pro forma; e

— como se a incorporação da 3R Petroleum pela Ouro Preto tivesse ocorrido em 30 de junho de 2020 com o objetivo de compilar o balanço patrimonial pro forma;

As informações financeiras pro forma foram compiladas com base no seguinte:

— A Ouro Preto e 3R Petroleum ficarão sob controle comum imediatamente antes da incorporação, e a Ouro Preto continuará sob o mesmo controle imediatamente após a incorporação;

— A Ouro Preto é a adquirente na operação de controle comum e a entidade sobrevivente; e

— A política contábil da Ouro Preto para transações de controle comum é usar a contabilização pelo valor contábil (base *carry-over*).

As informações financeiras históricas da Ouro Preto utilizadas na compilação dessas informações financeiras pro forma foram obtidas a partir das informações financeiras trimestrais de 30 de junho de 2020. Estas informações trimestrais foram revisadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme descrito no seu relatório datado de 28 de agosto de 2020 que contém uma conclusão não modificada.

As informações financeiras históricas da 3R Petroleum utilizadas na compilação dessas informações financeiras pro forma foram obtidas a partir das informações financeiras trimestrais de 30 de junho de 2020. Estas informações trimestrais foram revisadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme descrito no seu relatório datado de 28 de agosto de 2020 que contém uma conclusão não modificada.

As informações financeiras pro forma foram compiladas e apresentadas exclusivamente para fins informativos e devem ser lidas em conjunto com as informações financeiras históricas da 3R Petroleum e da Ouro Preto.

As informações financeiras pro forma não devem ser consideradas como representando exatamente quais seriam as informações financeiras da Ouro Preto caso a incorporação da 3R Petroleum ocorresse nas datas indicadas. As informações financeiras pro forma também não devem ser consideradas indicativas das informações financeiras futuras da Ouro Preto.

2. Ajustes pro forma

Não houve transações entre a Ouro Preto e a 3R Petroleum durante o período apresentado e nenhum ativo, passivo ou participação acionária entre a Ouro Preto e a 3R Petroleum em 30 de junho de 2020. Portanto, as informações financeiras pro forma consistem

exclusivamente na agregação das informações financeiras históricas da Ouro Preto e da 3R Petroleum, sem ajustes adicionais.

* * *

Ricardo Savini
CEO

Rodrigo Pizarro
Diretor Financeiro (CFO)

Domingues e Pinho Contadores Ltda
CRC/RJ 001137/O-0
Luciana dos Santos Uchôa
CRC/RJ 08103/O-8

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXO I – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020

(Página intencionalmente deixada em branco)

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Relatório intermediário contendo o Relatório da Administração e as Informações financeiras trimestrais em 30 de junho de 2020

Conteúdo

Relatório da administração **3**

Relatório dos auditores independentes sobre as informações financeiras trimestrais **7**

Balanços patrimoniais **10**

Demonstrações dos resultados **12**

Demonstrações dos resultados abrangentes **13**

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido **14**

Demonstrações dos fluxos de caixa **15**

Demonstrações do valor adicionado **16**

Notas explicativas às informações financeiras trimestrais **17**

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2020

Senhores Acionistas,

A Administração da Ouro Preto Óleo e Gás S.A ("Ouro Preto" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as correspondentes Informações financeiras trimestrais da Companhia, acompanhadas do parecer dos auditores independentes, referente ao período findo em 30 de junho de 2020.

Mensagem da Administração

A Ouro Preto é uma holding que consolida investimentos em campos de petróleo e gás em bacias sedimentares brasileiras. A Companhia foi fundada em 2010 e iniciou suas atividades com focos em ativos em exploração e produção em terra (onshore) e mar (offshore). Entre 2010 e 2014, a Ouro Preto participou de diversas rodadas promovidas pela Agência Nacional do Petróleo ("ANP"), nas quais arrematou blocos nas bacias de Barreirinhas, Parnaíba e Recôncavo. Em 2014, a Companhia adquiriu parte das sociedades detidas pela El Paso no Brasil e passou a deter ativos em produção na bacia do Espírito Santo e Potiguar, dentre outros ativos em estágio de desenvolvimento. Entre 2016 e 2019, a Companhia participou de processos de desinvestimento da Petrobras, buscando ampliar seu portfólio com ativos em estágio de produção. Atualmente, a Companhia detém 35% dos direitos da concessão sobre os campos de Pescada, Arabaiana e Dentão ("Polo Pescada"), ativo produtor de gás e óleo condensado na Bacia do Potiguar, e três blocos exploratórios com compromissos ("Programa Exploratório Mínimo") perante à ANP substancialmente cumpridos (99,8% por cento).

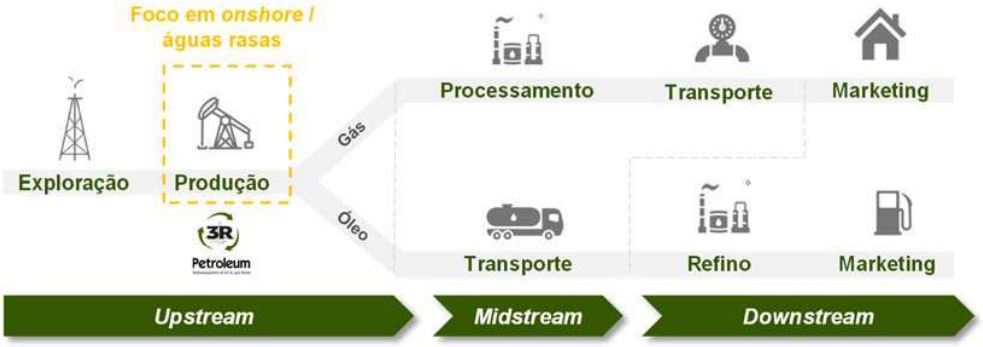
Em dezembro de 2019, a StarÔnix AG. ("StarÔnix"), veículo controlado pelo Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII"), iniciou o processo de aquisição de 100% do controle da Ouro Preto, o qual foi concluído em fevereiro de 2020. O SSSFII é gerido pela Starboard Asset Ltda. ("Starboard Asset"), gestora fundada em 2017 com o objetivo de ser pioneira em Special Situations e Corporate Carve Outs Aquisitions no Brasil.

Com a entrada do novo controlador, implementou-se um processo de redução de despesas gerais e administrativas e novos pilares para o seu plano de negócios foram definidos: (i) o crescimento orgânico, por meio do redesenvolvimento de seu portfólio atual (Polo Pescada), e (ii) o crescimento inorgânico, por meio de oportunidades de aquisição atreladas ao amplo plano de desinvestimento de ativos em curso pela Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras").

Plano de Negócios e Agenda de Investimentos

Nossa plano de negócios visa capturar aquisições oportunísticas de ativos (i) em produção, (ii) com reservas provadas que podem ser certificadas, (iii) com capacidade de incremento de produção a partir de investimentos com payback acelerado, (iv) com infraestrutura logística

facilitada e (v) que apresentem custos de extração (lifting cost) consideravelmente menores quando comparados a outros players locais que operam em águas profundas. Não contemplamos em nosso plano de negócios investir em projetos em fase de exploração.



Nesse contexto, por meio da subsidiária OP Pescada Óleo e Gás Ltda. ("OP Pescada"), a Companhia firmou, em 09 de julho de 2020, contrato para a aquisição da participação de 65% sobre os direitos da concessão da Petrobras no Polo Pescada, atual operadora dos campos. O valor de venda da transação foi de US$1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil dólares americanos), a ser pago em duas parcelas: (a) US$ 300 mil na assinatura do contrato; e (b) US$ 1,2 milhão no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados calculados a partir do effective date (01 de janeiro de 2020). A transação também contempla um pagamento adicional a título de compartilhamento de custos de abandono de poços, dutos e plataformas, a ser pago pelo vendedor ao comprador, de acordo com parâmetros e cronograma previstos no contrato.

A Ouro Preto está participando de outros processos de desinvestimentos da Petrobras em campos maduros em terra (onshore) e águas rasas (offshore). A administração entende que há um enorme potencial nos ativos que estão a venda e almeja aumentar seu portfólio via novas aquisições.

Polo Pescada: Destaques Operacionais e Financeiros

A produção média do Polo Pescada de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 260 barris de óleo por dia (bpd) e 190 mil m3/dia de gás. Após o período de transição e aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a OP Pescada se tornará a operadora dos campos, o que deve ocorrer, de acordo com a expectativa da Companhia, no segundo semestre de 2021 (closing da transação com a Petrobras). Embora os contratos de concessão do polo tenham prazos até 2025, há possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos. De acordo com a certificação de reservas da renomada consultoria Gaffney Cline, há ainda cerca de 15,3 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P+2C), conforme relatório emitido em 06 de agosto de 2020, sendo as reservas contingentes (2C) atreladas à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP. O campo está localizado na Plataforma Continental do Estado do Rio Grande do Norte, na Bacia Potiguar, a cerca de 31 km da costa do município de Areia Branca, em lâmina d'água média de 25 m. O campo de Pescada foi descoberto em 1980 e iniciou sua produção em abril de 1999, enquanto o campo de Arabaiana foi descoberto em 1986 e iniciou sua produção em agosto de 2002.

Em 2019, a venda do gás representou 70% da receita de Pescada & Arabaiana, enquanto no primeiro semestre de 2020 representou em média 82%. Para o gás, a Ouro Preto detém um contrato de venda atrelado a um preço fixo em dólar por unidade de energia (BTU), o que mitiga riscos de mercado e torna a geração de caixa da companhia resiliente, mesmo em flutuação abruptas do preço do barril de petróleo. Em relação ao óleo, o ativo produz óleo condensado de elevada qualidade (grau API próximo a 55°) e sujeito a um desconto reduzido. Cabe destacar ainda que a produção média diária do campo não foi afetada pela pandemia do COVID-19, conforme demonstrado no gráfico abaixo.

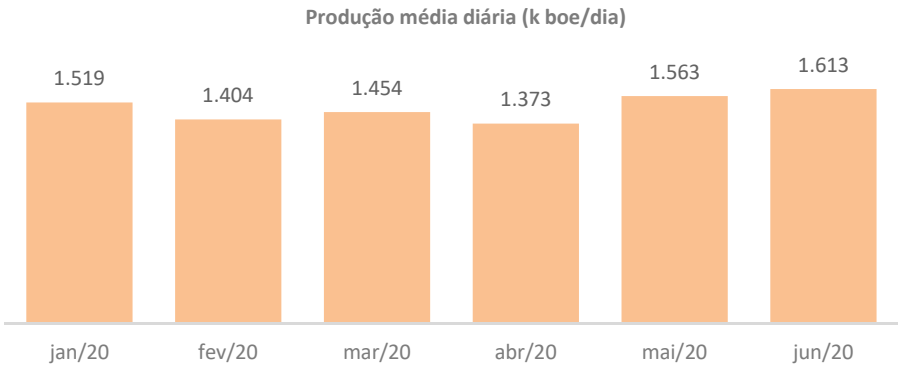


Gráfico 1: 100% da produção de Pescada e Arabaiana no 1º semestre de 2020

O gráfico acima e a tabela abaixo demonstram a resiliência e capacidade de geração de caixa do Polo Pescada, mesmo em um semestre de situação adversa provocada pela pandemia e os impactos sobre os preços de petróleo.

(Em mil reais)	2019	31/03/2020	30/06/2020
35% de Pescada & Arabaiana			
Produção (boe/d)	547	506	520
Óleo (k bbl)	39,035	8,583	7,800
Óleo (bbl/d)	107	95	87
Gás (k m3)	25,558	5,952	6,365
Gás (m3/d)	70	66	71
Preço de venda do gás (US$/mmbtu)	5.0	5.0	5.0
Receita bruta	41,353	10,466	22,019
Óleo	12,281	2,435	3,923
Gás	29,072	8,031	18,096
Impostos e deduções	(8,953)	(2,266)	(4,767)
Royalties	32,400	8,200	17,252
Receita líquida	(16,031)	(3,447)	(8,712)
OPEX	(2,905)	(734)	(1,536)
Aluguel de área	0	(91)	(183)
Custos/Despesas Operacionais (Opex PR)	(8,330)	(1,164)	(3,763)

Depreciação & Amortização	(4,796)	(1,458)	(3,230)
EBIT	**16,369**	**4,753**	**8,540**
(+) Depreciação & Amortização	4,796	1,458	3,230
EBITDA	**21,165**	**6,211**	**11,770**
Margem EBITDA (%)	*65.3%*	*75.7%*	*68.2%*

Tabela 1: Resultados financeiros de Pescada e Arabaiana

Ao assumir a operação do Polo Pescada, evento esperado para o segundo semestre de 2021, a Companhia vislumbra um grande potencial de redução de custos operacionais em função de ganhos de eficiência na operação e potenciais sinergias pela proximidade com o Polo Macau, ativo recém adquirido pela 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R Petroleum") em 29 de maio de 2020. Vale destacar que a 3R Petroleum é controlada pelo 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), cujo maior cotista é o SSSFII (controlador da Ouro Preto, por meio de sua subsidiária StarÔnix), e pelo Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"). O FIP 3R, o SSSFII e o FIP Esmeralda são fundos de investimentos geridos pela Starboard Asset.

*Redução nas **D**espesas **A**dministrativas*

Tabela 2: Comparativo Despesas Administrativas

(Em mil reais)	1T19	2T19	1T20	2T20	AV (%) 1T	AV (%) 2T
Salários e encargos	(5,059)	(3,137)	(2,300)	(1,836)	(54.5%)	(41.5%)
Bônus a funcionários	(19)	(9)	(15)	0	(21.1%)	(100.0%)
Aluguel e manutenção escritório	(265)	(4)	(110)	(57)	(58.5%)	1325.0%
Serviços prestados por terceiros	(1,919)	(1,043)	(2,699)	(743)	40.6%	(28.8%)
Outros (seguros, viagem, transporte)	(576)	(858)	(182)	(194)	(68.4%)	(77.4%)
Depreciação & Amortização	(484)	(480)	(206)	(110)	(57.4%)	(77.1%)
Provisão de contingência	0	0	0	(1,597)	-	-
Despesas gerais e administrativas	**(8,322)**	**(5,531)**	**(5,512)**	**(4,537)**		

O quadro acima demonstra uma redução de despesas gerais e administrativas de 55% entre o primeiro trimestre de 2019 e o primeiro trimestre de 2020; e queda de 42% entre o segundo trimestre de 2019 e o mesmo período de 2020. Essas variações são resultado da reorganização do organograma e otimização do quadro de funcionários da Companhia, fruto do processo de reestruturação conduzido pela Starboard Asset.

Adicionalmente, houve também redução na despesa com locação e manutenção de 59% entre o primeiro trimestre de 2020 e o mesmo período de 2019, assim como queda de 82% entre o segundo trimestre de 2020 e o mesmo período de 2019. Esse reajuste nas despesas de locação é um dos resultados da renegociação de diversos contratos com prestadores de serviço realizada pela Companhia. Também houve expressiva otimização nos gastos com seguros, viagens e

transporte, produto de uma mudança nas diretrizes estratégias, as quais impulsionaram um rígido controle nos custos administrativos.

Extensão dos Prazos de Concessão, Planos de Desenvolvimento e Certificação de Reservas

Conforme indicado pela ANP em seu *website*[1], há previsão de postergação dos prazos dos contratos de concessão. O documento necessário para fundamentar um pedido de extensão é um novo plano de desenvolvimento (PD), que deve ser apresentado no prazo de 180 dias após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, entendimento válido para contratos oriundos de todas as rodadas.

De acordo com o artigo 1º da Resolução nº 02/2016 do Conselho Nacional de Política Energética, as diretrizes para os contratos de concessão firmados por ocasião da Rodada Zero (que contemplam os campos de Pescada e Arabaiana são:

- a prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão de prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original;
- as concessionárias interessadas na prorrogação de que trata o caput deverão submeter à aprovação da ANP o novo Plano de Desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados;
- o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a vinte e sete anos.

A partir destas diretrizes, a Ouro Preto protocolará o Plano de Desenvolvimento referente aos campos que compõem o Polo Pescada em até 120 (cento e vinte) dias do *closing* da transação com a Petrobras, com a intenção de obter a postergação máxima prevista (vinte e sete anos), em consonância com a expectativa de produção economicamente viável retratada na certificação de reservas da *GaffneyCline*.

A Ouro Preto realizou certificação de suas reservas com a *GaffneyCline* em 30 de junho de 2020. O resultado da certificação demonstra que o ativo detém aproximadamente 13,0 milhões de reservas em barris de óleo equivalente 2P (provadas mais prováveis) + 2C (provadas mais prováveis, porém contingentes à extensão dos prazos de concessão do Polo Pescada perante à ANP).

[1] *http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/prorrogacao-de-contratos*

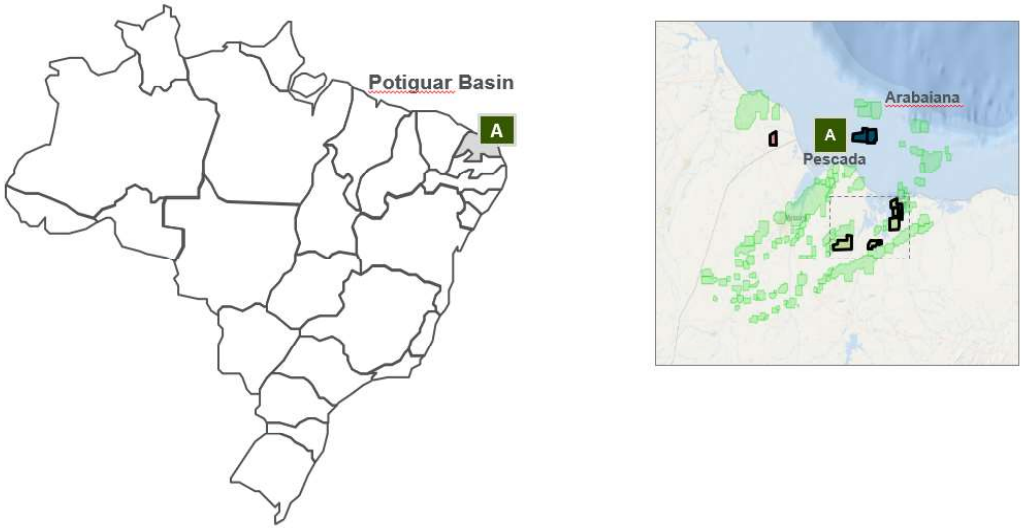


Figura 1: Polo Pescada

Reorganização societária da Companhia

Em 03 de agosto de 2020, os fundos de investimentos que controlam a Ouro Preto e a 3R Petroleum deliberaram, por meio de consultas formais aos seus cotistas, pela implementação da reorganização societária dos grupos, condicionada à ocorrência de Oferta Pública Inicial de Ações ("IPO"). A reorganização societária consiste, entre outras matérias:

(i) na incorporação da 3R Petroleum e Participações S.A pela Companhia e na aprovação dos percentuais a serem detidos por cada um dos acionistas após incorporação; e

(ii) na eleição do Conselho de Administração, Diretoria e Comitê de Auditoria da companhia aberta, a qual será resultante da mencionada reorganização.

Além da reorganização societária, tais consultas formais também autorizaram à administração das companhias investidas e/ou à Gestora a realizar o IPO, bem como a adotar todas e quaisquer medidas e praticar todos os atos necessários à sua concretização perante os órgãos necessários.

Governança Corporativa

A Governança Corporativa da Ouro Petro está fundamentada nos valores e estratégia da Companhia e foi estruturada com base nos pilares definidos no Código Brasileiro de Governança Corporativa do IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa) de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, de modo a assegurar maior confiabilidade, fortalecer sua imagem perante seus *stakeholders*.

A partir da reorganização societária, a nova estrutura de Governança da Ouro Preto será composta por órgãos deliberativos e executivos atuando de forma integrada e coordenada, e suas atribuições seguem as regras definidas pela B3, para o Novo Mercado, e o Estatuto Social da 3R Petroleum: (i) Assembleia Geral de Acionistas; (ii) Conselho de Administração; e (iii) Diretoria Executiva, já existentes; e (iv) Comitê de Auditoria; (v) Auditoria Interna; e (vi) Compliance, em fase de implementação.

(i) Assembleia Geral dos Acionistas: constitui o órgão social da Companhia, de caráter exclusivamente deliberativo.

(ii) Conselho de Administração (CA): O Conselho de Administração tem a função primordial de orientação geral dos negócios da Companhia, assim como de controlar e fiscalizar o seu desempenho, cumprindo-lhe, especialmente além de outras atribuições que lhe sejam conferidas por lei ou pelo Estatuto Social. É composto por, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 11 (onze) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral ("Conselheiros"), com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição.

(iii) Comitê de Auditoria: É um órgão de assessoramento, vinculado ao Conselho de Administração, com autonomia operacional e orçamento próprio aprovado pelo Conselho de Administração e possui a atribuição de acompanhar as atividades da Auditoria Interna e da área responsável pelos controles internos da Companhia, bem como avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia para desenvolvimento de ações que promovam redução de riscos e ameaças. O órgão é responsável pela supervisão da qualidade e integridade dos relatórios financeiros, a aderência às normas legais, estatutárias e regulatórias, a adequação dos processos relativos à gestão de riscos, auditoria interna e controles internos e as atividades dos auditores independentes, bem como receber denúncias internas e externas à Companhia.

(iv) O Comitê de Auditoria é composto por, no mínimo, 3 (três) membros, eleitos pela maioria simples do Conselho de Administração, sendo que ao menos 1 (um) membro será conselheiro independente e que ao menos 1 (um) membro tenha reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária, sendo que o mesmo membro do Comitê de Auditoria pode acumular ambas as características.

(v) Auditoria Interna: Tem como missão prover ao Conselho de Administração, ao Comitê de Auditoria e à Diretoria Executiva avaliações independentes, imparciais e tempestivas

sobre a efetividade do gerenciamento dos riscos e dos processos de governança, bem como a adequação dos controles internos e do cumprimento das normas e regulamentos associados às operações da Companhia e de suas controladas. A 3R Petroleum optou por implantar Auditoria Interna independente, por meio da contratação da empresa PP&C Auditores Independentes.

(vi) Diretoria: A Diretoria será composta por no mínimo 3 (três) e no máximo 7 (sete) membros, acionistas ou não, residentes no país, eleitos pelo Conselho de Administração, sendo designados um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e os demais diretores sem designação específica, com a permissão de acúmulo de mais de uma função.

(vii) A Diretoria é órgão executivo que responde pela gestão e operacionalização dos negócios da Companhia, de acordo com a Estratégia aprovada pelo Conselho de Administração.

(viii) Compliance: É a área responsável por promover, implementar e gerir o Programa de Integridade e o Canal de Denúncias da Companhia, estabelecendo as regras, procedimentos e diretrizes pertinentes, bem como definindo as ações necessárias para a perfeita disseminação (treinamentos periódicos e comunicação) e implantação do Programa. A área de Compliance da Ouro Preto está ligada diretamente ao Conselho de Administração e se comunica com ele diretamente ou através do Comitê de Auditoria.

AGRADECIMENTOS

A Ouro Preto agradece aos seus acionistas, fornecedores, parceiros e membros do Conselho de Administração pela confiança na gestão da Companhia e, em especial, à equipe de colaboradores pelo empenho no desenvolvimento de suas atividades e na construção desta operadora de óleo e gás independente no Brasil. Por fim, agradecemos às comunidades em torno de nossas operações e aos seus representantes.

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores
Ouro Preto Óleo e Gás S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução
Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2020, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e com a norma internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão
Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis, e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, consequentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

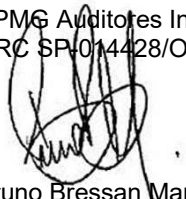
KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais e consolidadas
Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos - Demonstração do valor adicionado
As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins da IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2020

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Bruno Bressan Marcondes
Contador CRC RJ-112835/O-7

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Balanços patrimoniais em 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019

(Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
Ativo	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 6)	670	3.832	19.234	63.573
Contas a receber de clientes (Nota 7)	-	-	4.331	3.536
Imposto de renda, contribuição social e outros Impostos a recuperar (Nota 8)	125	100	684	546
Despesas antecipadas	150	85	1.527	2.221
Ativo mantido para venda (Nota 9)	-	-	-	25.994
Outros ativos	1.030	1.181	1	1.100
Total do ativo circulante	1.975	5.198	25.777	96.970
Longo Prazo				
Caixa restrito (Nota 6.2)	-	-	3.656	19.192
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar (Nota 8)	861	1.204	5.027	6.295
Depósitos judiciais (Nota 10)	123	122	2.546	2.527
Depósitos em garantia	192	-	192	-
Outros ativos (Nota 11)	1.213	745	7.705	5.711
	2.389	2.071	19.126	33.725
Investimentos (Nota 12)	317.708	287.878	-	-
Imobilizado (Nota 13)	786	802	355.876	263.250
Intangível (Nota 14)	796	845	796	845
Direito de Uso (Nota 21.1)	-	1.654	-	1.654
Total do ativo não circulante	321.680	293.250	375.798	299.474
Total do ativo	**323.655**	**298.448**	**401.575**	**396.444**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Balanços patrimoniais em 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019

(Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Passivo				
Fornecedores	96	148	209	778
Obrigações trabalhistas	112	328	432	377
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	51	80	2.420	1.859
Valores a pagar ao operador (Nota 15)	1.695	1.697	3.415	2.678
Provisões para pagamento de *royalties*	-	-	299	244
Passivo mantido para venda (Nota 9)	-	-	-	14.148
Arrendamentos mercantis (Nota 21.2)	-	567	-	567
Outras obrigações (Nota 16)	204	11	8.513	15.072
Total do passivo circulante	**2.158**	**2.831**	**15.288**	**35.723**
Mútuo com partes relacionadas (Nota 17)	81.499	41.526	-	-
Provisão para abandono de poços (Nota 18)	-	-	146.288	106.630
Provisão para contingências (Nota 19)	3.014	1.417	3.014	1.417
Imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 20)	14.690	14.840	14.690	14.840
Arrendamentos mercantis (Nota 21.2)	-	1.041	-	1.041
Total do passivo não circulante	**99.203**	**58.824**	**163.992**	**123.928**
Patrimônio líquido (Nota 22)				
Capital social	287.666	327.267	287.666	327.267
Ações em tesouraria	(118)	(118)	(118)	(118)
Ajuste acumulado de conversão	103.852	8.479	103.852	8.479
Prejuízo acumulado	(169.106)	(98.835)	(169.106)	(98.835)
Total do patrimônio líquido	**222.294**	**236.793**	**222.294**	**236.793**
Total do passivo e patrimônio líquido	**323.655**	**298.448**	**401.575**	**396.444**

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações dos resultados para os trimestres e semestres findos em 30 de junho de 2020 e de 2019

(Em milhares de Reais, exceto rendimentos por ação)

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Receita líquida (Nota 24)	-	-	-	-	9.052	7.730	17.252	15.507
Custo dos produtos vendidos (Nota 25)	-	-	-	-	(5.273)	(6.539)	(8.712)	(9.429)
Lucro bruto	-	-	-	-	**3.779**	**1.191**	**8.540**	**6.078**
Outras despesas operacionais								
Despesas gerais e administrativas (Nota 25)	(2.479)	2.058	(4.268)	(2.867)	(4.537)	(5.531)	(10.049)	(13.853)
Despesas tributárias	(2)	(46)	(27)	(183)	(23)	(668)	(124)	(1.710)
Despesas com gastos exploratórios (Nota 26)	(24)	(607)	(52)	(1.179)	(161)	(7.105)	(302)	(7.024)
Outras receitas e despesas operacionais (Nota 27)	(306)	10.629	(356)	10.502	(37.423)	(28.064)	(37.349)	(33.553)
	(2.811)	**12.034**	**(4.703)**	**6.273**	**(42.144)**	**(41.368)**	**(47.824)**	**(56.140)**
Equivalência patrimonial (Nota 12)	(39.524)	(49.115)	(65.766)	(53.045)	-	-	-	-
	(39.524)	**(49.115)**	**(65.766)**	**(53.045)**	-	-	-	-
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos	**(42.335)**	**(37.081)**	**(70.469)**	**(46.772)**	**(38.365)**	**(40.177)**	**(39.284)**	**(50.062)**
Resultado financeiro								
Receitas financeiras	16	106	54	245	2.255	3.865	3.258	5.679
Despesas financeiras	-	(629)	(6)	(1.249)	(5.554)	(603)	(32.948)	(2.343)
Resultado financeiro líquido (despesas) Nota 28	**16**	**(523)**	**48**	**(1.004)**	**(3.299)**	**3.262**	**(29.690)**	**3.336**
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	**(42.319)**	**(37.604)**	**(70.421)**	**(47.776)**	**(41.664)**	**(36.915)**	**(68.974)**	**(46.726)**
Imposto de renda e contribuição social corrente (Nota 20)	-	-	-	-	(655)	(690)	(1.447)	(1.050)
Imposto de renda e contribuição social diferido (Nota 20)	-	(217)	150	935	-	(216)	150	935
Prejuízo líquido do período atribuível aos membros da matriz	**(42.319)**	**(37.821)**	**(70.271)**	**(46.841)**	**(42.319)**	**(37.821)**	**(70.271)**	**(46.841)**
Resultado líquido do período por ação (básico e diluído) (R$/ação)	**(0,99)**	**(0,88)**	**(1,64)**	**(1,10)**	**(0,99)**	**(0,88)**	**(1,64)**	**(1,10)**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações dos resultados abrangentes para os trimestres e semestres findos em 30 de junho de 2020 e de 2019

(Em milhares de Reais)

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Prejuízo líquido do período	(42.319)	(37.821)	(70.271)	(46.841)	(42.319)	(37.821)	(70.271)	(46.841)
Ajuste acumulado de conversão (Nota 12)	16.216	(3.459)	95.373	(1.680)	16.216	(3.459)	95.373	(1.680)
Total de resultados abrangentes do período atribuível aos membros da matriz	(26.103)	(41.280)	25.102	(48.521)	(26.103)	(41.280)	25.102	(48.521)

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os semestres findos em 30 de junho de 2020 e de 2019

(Em milhares de Reais)

	Capital Social					
	Capital social autorizado	Transação de Capital	Ações em tesouraria	Prejuízos acumulados	Ajuste acumulado de conversão	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2019	**327.267**	**-**	**(118)**	**(66.563)**	**(4.017)**	**256.569**
Prejuízo líquido do período	-	-	-	(46.841)	-	(46.841)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(1.680)	(1.680)
Saldo em 30 de Junho de 2019	**327.267**	**-**	**(118)**	**(113.404)**	**(5.697)**	**208.048**
Saldo em 01 de janeiro de 2020	**327.267**	**-**	**(118)**	**(98.835)**	**8.479**	**236.793**
Redução de capital (Nota 22)	(687)	**-**	**-**	**-**	**-**	**(687)**
Impacto de incorporação reversa (Nota 22)	-	(38.914)	**-**	**-**	**-**	**(38.914)**
Prejuízo líquido do período	-	-	-	(70.271)	-	**(70.271)**
Ajuste de conversão (Nota 12)	-	-	-	-	95.373	**95.373**
Saldo em 30 de junho de 2020	**326.580**	**(38.914)**	**(118)**	**(169.106)**	**103.852**	**222.294**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstração dos fluxos de caixa para os semestres findos em 30 de junho de 2020 e de 2019

(Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
Fluxo de caixa das atividades operacionais	**30/06/2020**	**30/06/2019**	**30/06/2020**	**30/06/2019**
Prejuízo do período	**(70.271)**	**(46.841)**	**(70.271)**	**(46.841)**
Ajustes por:				
Depreciação do imobilizado	19	257	1.765	2.109
Amortização do intangível	48	78	48	78
Depreciação sobre ativo de direito de uso	47	276	47	276
Equivalência patrimonial	65.766	53.045	-	-
Variação cambial não realizada	-	-	51.285	(1.778)
Baixa de ativo imobilizado	-	425	451	5.819
Baixa de intangível	-	-	-	20.194
Baixa de impostos não recuperáveis	-	-	20	-
Constituição/reversão - Imposto de renda e contribuição social diferidos	(150)	(935)	(150)	(935)
Provisão de contingência	1.597	-	1.597	-
Incremento da provisão para abandono	-	-	(1.016)	1.380
Juros sobre arrendamentos mercantis	6	9	6	9
Juros sobre depósitos judiciais	(2)	-	(19)	-
Juros sobre empréstimos, líquidos e outros	-	1.237	-	-
Reversão de provisão	365	-	365	741
Variações nos ativos e passivos				
Contas a receber de clientes	-	-	(794)	(176)
Imposto de renda, contribuição social e outros (ativo)	316	(178)	1.109	164
Despesas antecipadas	(65)	89	1.079	1.291
Depósitos judiciais	-	-	-	(174)
Outros ativos	(507)	(897)	(874)	(114)
Obrigações trabalhistas	(216)	(291)	55	(273)
Fornecedores	(50)	(62)	(566)	(4.007)
Imposto de renda, contribuição social e outros (passivo)	(30)	(169)	561	(1.606)
Outras obrigações	21	26	(6.775)	(3.415)
Royalties	-	-	55	(1)
Valores a pagar ao operador	(3)	986	737	2.583
Caixa líquido proveniente (usado) das atividades operacionais	**(3.109)**	**7.055**	**(21.285)**	**(24.676)**
Fluxo de caixa de atividades de investimento				
Aumento de capital em controlada	(50)	(11.495)	-	-
Retirada/(depósito) de caixa restrito	-	-	15.536	(479)
Recebimento na alienação de ativo mantido para venda	-	-	20.154	-
Empréstimos contratados de empresa ligada	-	5.094	-	-
Pagamento de empréstimo contratado de empresa ligada	-	(7.500)	-	-
Aquisição de intangível	-	(4)	-	(4)
Aquisição de imobilizado	(3)	-	(1.499)	(260)
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	**(53)**	**(13.905)**	**34.191**	**(743)**
Empréstimo concedido ao acionista	-	-	(39.973)	-
Pagamento de arrendamento mercantil	-	(315)	-	(315)
Caixa líquido usado das atividades de financiamento	**-**	**(315)**	**(39.973)**	**(315)**
Diminuição do caixa e equivalentes de caixa no exercício	**(3.162)**	**(7.165)**	**(27.067)**	**(25.734)**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	3.832	8.940	63.573	82.757
Efeito de variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	-	-	(17.272)	1.024
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	670	1.775	19.234	58.047
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	**(3.162)**	**(7.165)**	**(27.067)**	**(25.734)**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações do valor adicionado para os semestres findos em 30 de junho de 2020 e de 2019

(Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**30/06/2019**	**30/06/2020**	**30/06/2019**
Receitas	**16**	**257**	**17.574**	**15.764**
Vendas de gás e óleo	-	-	17.252	15.507
Outras receitas	16	257	322	257
Insumos adquiridos de terceiros	**3.416**	**(7.727)**	**81.586**	**41.763**
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos	-	-	3.527	4.384
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	3.416	(7.727)	78.059	37.379
Perda/recuperação de valores ativos	-	-	-	-
Valor adicionado bruto	**(3.400)**	**7.984**	**(64.012)**	**(25.999)**
Depreciação e amortização	114	335	1.860	2.463
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	**(3.514)**	**7.649**	**(65.872)**	**(28.462)**
Valor adicionado recebido em transferência	(65.712)	(52.800)	3.258	5.679
Resultado da equivalência patrimonial	(65.766)	(53.045)	-	-
Receitas financeiras	54	245	3.258	5.679
Valor adicionado total a distribuir	**(69.226)**	**(45.151)**	**(62.614)**	**(22.783)**
Distribuição do valor adicionado	**(69.226)**	**(45.151)**	**(62.614)**	**(22.783)**
Pessoal	**972**	**384**	**3.603**	**17.725**
Remuneração direta	868	(490)	3.264	16.747
Benefícios	82	638	286	742
F.G.T.S.	22	236	53	236
Impostos, taxas e contribuições	**92**	**69**	**1.970**	**2.942**
Federais	88	32	1.964	2.858
Estaduais	-	-	-	-
Municipais	4	37	6	84
Remuneração de capitais de terceiros	**(19)**	**1.237**	**2.084**	**3.391**
Juros	-	1.241	8	807
Aluguéis	(19)	(1)	539	1.202
Outras	-	(3)	1.537	1.382
Remuneração de capitais próprios	**(70.271)**	**(46.841)**	**(70.271)**	**(46.841)**
Lucros Retidos / Prejuízo do Período	(70.271)	(46.841)	(70.271)	(46.841)

Notas explicativas às informações financeiras trimestrais

(Em milhares de Reais, exceto quando mencionado de outra forma)

1 Contexto operacional

A Ouro Preto Óleo e Gás S.A. ("Companhia" ou "Ouro Preto") foi constituída em 17 de junho de 2010 sob a razão social de BN 37 Participações Ltda. Em 8 de julho de 2010, os sócios deliberaram pela alteração da razão social para SRM Óleo e Gás Ltda.; em 4 de agosto de 2010 para SRM Óleo e Gás S.A.; em 31 de dezembro de 2010 para a YXC Óleo e Gás S.A. e em 13 de setembro de 2012 para Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

A Companhia tem como objeto social (a) explorar, produzir e comercializar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

A Companhia declara que não houve nenhuma mudança significativa no que se refere as informações sobre suas atividades operacionais, incluindo a de suas controladas, desde a emissão das demonstrações financeiras anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2019, com exceção da incorporação abaixo.

Em 2019, a Ônix Petróleo e Gás Participações S.A. ("Ônix"), indiretamente controlada pelo Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (SSSF2), fundo este gerido pela Starboard Asset Ltda., iniciou o processo de aquisição de 100% do controle da Ouro Preto, que foi assinado em dezembro de 2019 e concluído em fevereiro de 2020.

Conforme deliberado em Reunião de sócios da Outro Preto e nos termos do protocolo de incorporação, em 30 de junho de 2020 foi concluído o processo de incorporação reversa da controladora Ônix pela sua controlada direta ("incorporação downstream"), a Ouro Preto.

Como resultado desta incorporação reversa, a Ônix foi extinta e a Ouro Preto se tornou sua sucessora.

O valor patrimonial do acervo líquido contábil da Ônix, uma Holding sem atividades operacionais e que o único ativo significante é o investimento na Ouro Preto, foi um passivo líquido de R$ 39.601, para fins de incorporação, foi avaliado por empresa especializada na data-base de 30 de junho de 2020.

O período também ficou marcado pela devolução de alguns ativos da Ouro Preto Energia Onshore S.A. para ANP e venda do campo de Camarupim da OP Energia Ltda.

2 Base de preparação e apresentação das informações financeiras trimestrais

Declaração de conformidade (com relação às normas IFRS e às normas CPC)

As informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas da Companhia para o período findo em 30 de junho de 2020 foram elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) (Demonstração Intermediária) e de acordo com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – IASB, e são apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis a elaboração das Informações Trimestrais – ITR.

As informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas da Companhia foram aprovadas para divulgação pela Diretoria em 28 de agosto de ,2020.

Todas as informações relevantes próprias das informações financeiras trimestrais, e somente aquelas relacionadas a elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

As informações financeiras intermediárias foram elaboradas com base nas políticas contábeis e metodologias de cálculo de estimativas adotadas na preparação das demonstrações financeiras anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Não houve mudanças em tais políticas e metodologias de cálculo de estimativas. Conforme permitido pelo CPC 21 (R1), a Administração optou por não divulgar novamente os detalhes das políticas contábeis adotadas pela Companhia. Desta forma, as informações financeiras intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a fim de permitir aos usuários um melhor entendimento das condições financeiras e de liquidez da Companhia, bem como sua capacidade de geração de lucros e caixa fluxos.

2.1 Transações de controle comum

Para uma aquisição reversa, os ativos líquidos são reconhecidos pela entidade transferidora e reconhecidos pela entidade receptora em seus valores contábeis históricos. Qualquer diferença entre as receitas transferidas ou recebidas e os valores contábeis dos ativos líquidos é reconhecida no patrimônio líquido nas entidades transmissora e receptora.

3 Moeda funcional e moeda de apresentação

As informações sobre moeda de apresentação e moeda funcional descritas nas demonstrações financeiras anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2019, na Nota 3, permanecem válidas para estas Informações contábeis trimestrais.

4 Uso de estimativas e julgamentos

Não houve alterações significativas nas estimativas e nos julgamentos contábeis críticos para aquelas descritas nas demonstrações financeiras anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

5 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Uma série de novas normas alteradas e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2020. O Grupo não adotou essas normas na preparação destas demonstrações financeirasAs seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia:

- Alterações nas referências à estrutura conceitual nas nomas IFRS.
- Definição de um negócio (alterações ao CPC 15/IFRS 3).
- Definição de materialidade (emendas ao CPC 26/IAS 1 e CPC 23/IAS 8).
- IFRS 17 Contratos de Seguros.

6 Caixa e equivalentes de caixa e Caixa restrito

6.1 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Caixa e bancos	51	1	52	7
Aplicações financeiras (a)	619	3.831	19.182	63.566
Total	**670**	**3.832**	**19.234**	**63.573**

As aplicações financeiras constituem-se, integralmente, em Certificados de Depósito Bancário - CDB - mantidos em banco de primeira linha (Banco Itaú e Banco Santander) e estão disponíveis para negociação e, portanto, podendo ser resgatadas a qualquer tempo, sem perda significativa de valor para a Companhia. As aplicações financeiras são remuneradas com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6.2 Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Fiança bancária (a)	-	-	3.656	3.742
Conta garantida (b)			-	15.450
Total	**-**	**-**	**3.656**	**19.192**

(a) Em 02 de fevereiro de 2016, a controlada OP Energia contratou fiança bancária com o Banco Santander no valor de R$2.407 para garantir a suspensão de exigibilidade de débito perante a Fazenda Nacional relativa a contribuições patronais sociais.

(b) Em 28 de dezembro de 2017, a controlada OP Energia abriu conta garantia no valor de R$12.125 para garantir obrigações da Empresa durante seu processo de arbitragem. Em maio de 2020, devido não haver mais a necessidade de garantir suas obrigações,o valor foi liberado integralmente.

7 Contas a receber de clientes

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Vendas de gás	-	-	3.667	2.489
Vendas de óleo	-	-	664	1.047
Total	**-**	**-**	**4.331**	**3.536**

Referem-se, integralmente, aos valores a receber da Petrobras pela venda da produção de óleo e gás do campo de Pescada Arabaiana, no estado do Rio Grande do Norte. A produção é vendida em sua totalidade para a Petrobras, através de sua controlada OP Pescada.

Em 30 de junho de 2020 e em 31 de dezembro de 2019, não existiam valores vencidos no contas a receber. A Administração avaliou o risco de crédito de perda esperada e definiu que nenhuma provisão seria apropriada devido a sua irrelevância.

8 Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Imposto de renda retido na fonte – IRRF	859	1.183	1.285	6.484
IRPJ e CSLL	-	-	4.183	106
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	-	-	117	130
PIS e COFINS	127	121	126	121
Total	**986**	**1.304**	**5.711**	**6.841**
Circulante	**125**	**100**	**684**	**546**
Não circulante	**861**	**1.204**	**5.027**	**6.295**

9 Ativos mantidos para venda

Em agosto de 2019, a Administração se comprometeu com um plano para vender o campo de Camarupim de sua controlada OP Energia Ltda . Assim, este campo está apresentada como um grupo de ativos mantido para venda no valor de R$ 25.994 em 31 de dezembro de 2019. A venda ocorreu em maio de 2020.

O valor da transação foi apurado considerando premissas embasadas em parâmetros de mercado, como o preço de petróleo e a taxa de desconto. As avaliações também consideram premissas do ativo validadas pelo time técnico e financeiro, como curva de produção, curva de investimentos, custos operacionais e *royalties*. O valor presente apurado do ativo no momento da negociação variava entre US$4,000,000 (Quatro milhões de dólares americanos) e US$6,000,000 (Seis milhões de dólares americanos). Tendo em vista o valor econômico justo apurado, a companhia concordou em vender o ativo por um preço de US$5,000,000 (Cinco milhões de dólares americanos).

10 Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais, que representam ativos restritos, referem-se a quantias depositadas e mantidas em juízo até a solução dos litígios a que estão relacionados. Em 30 de Junho de 2020, os saldos dos depósitos judiciais totalizam R$ 2.546 (R$2.527 em 31 de dezembro de 2019). Esses depósitos obrigatórios estão relacionados principalmente a questões tributárias. O saldo de depósitos judiciais da controladora no valor de R$ 123 em 30 de junho de 2020 (R$122 em 31 de dezembro de 2019) refere-se a questões trabalhistas.

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Fiscais		-	1.376	1.359
Trabalhistas	123	122	302	300
Outros	-	-	868	868
	123	**122**	**2.546**	**2.527**

11 Outros ativos

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Bloqueio judiciais	1.213	745	1.213	746
Outras contas a receber (a)	-	-	5.778	4.253
Outros	-	-	714	712
	1.213	**745**	**7.705**	**5.711**

(a) Trata-se de valores a receber referente a unitização do campo de Camarão.

12 Investimentos

Em 30 de junho de 2020 e em 31 de dezembro de 2019, os investimentos da Companhia foram como se segue:

	Controladora	
	30/06/2020	**31/12/2019**
OP Energia Ltda. ("OP Energia") – 100%	242.668	218.134
OP Pescada Óleo e Gás Ltda. ("OP Pescada") – 60%	75.041	69.708
Ouro Preto Energia Onshore S.A ("OPEO") – 100%	-	36
	317.708	**287.878**

A movimentação dos saldos de investimentos para o exercício findo em 30 de junho de 2020 e ano de 2019 está demonstrada como segue:

	OP Energia	**OP Pescada**	**OPEO**	**OPENP**	**Total**
Saldo 31 de dezembro de 2018	**214.460**	**49.809**	**30.615**	**5**	**294.890**
Aporte de capital	**-**	**-**	12.605	70	**12.675**
Baixa de investimento	**-**	**-**	-	(32)	**(32)**
Resultado de equivalência patrimonial	(7.020)	17.752	(43.183)	(42)	**(32.494)**
Ajuste de conversão	10.694	2.146	**-**	**-**	**12.840**
Saldo 31 de dezembro de 2019	**218.134**	**69.708**	**37**	**-**	**287.878**

	OP Energia	**OP Pescada**	**OPEO**	**OPENP**	**Total**
Saldo 31 de dezembro de 2019	**13.710**	**116.180**	**37**	**-**	**129.928**
Aporte de capital	-	-	50	-	50
Transferência passivo a liquidar	-	-	173	-	173
Parte do resultado (prejuízo) da controlada	(49.356)	(16.150)	(260)	-	(65.766)
Ajuste de conversão	73.891	21.483	-	-	95.373
Saldo 30 de junho de 2020	242.668	75.041	-	-	317.708

As informações financeiras resumidas das controladas são coimo segue:

Controladora	**30/06/2020**						
	Participação acionária	**Ativo Circulante**	**Ativo não circulante**	**Passivo circulante**	**Passivo não circulante**	**Patrimônio Líquido**	**Prejuízo Líquido do período**
OP Energia Ltda.	100%	2.451	295.405	9.351	45.837	242.668	(49.356)
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	60%	22.349	253.784	4.778	146.288	125.068	(26.907)
Ouro Preto Energia Onshore S.A	100%	32	-	205	-	(173)	(260)
		24.832	**538.331**	**14.334**	**219.269**	**329.560**	**(76.523)**

Controladora	**31/12/2019**						
	Participação acionária	**Ativo Circulante**	**Ativo não circulante**	**Passivo circulante**	**Passivo não circulante**	**Patrimônio Líquido**	**Resultado para o ano**
OP Energia Ltda.	100%	36.082	257.684	16.059	45.426	218.133	(7.020)
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	60%	58.976	169.845	6.011	106.630	116.180	29.585
Ouro Preto Energia Onshore S.A	100%	418	-	381	-	37	(43.183)
		95.476	**427.529**	**22.451**	**152.056**	**334.350**	**(20.618)**

13 Imobilizado

	Controladora			Consolidado		
	Imobilizado administrativo	**Ativos de óleo e gás**	**Total**	**Imobilizado administrativo**	**Ativos de óleo e gás**	**Total**
Custo						
Em 01 Janeiro de 2019	**2.463**	**1.061**	**3.524**	**28.197**	**609.699**	**637.896**
Adições	-	-	-	45	8.593	8.638
Ajuste de conversão	-	-	-	265	10. 259	10.524
Ajuste na estimativa de abandono	-	-	-	-	(15.667)	(15.667)
Provisões					58	58
Baixa	(378)	(367)	(745)	(759)	(12.805)	(13.564)
Transferência para ativo mantido para venda					(18.799)	(18.799)
Em 31 de dezembro de 2019	**2.085**	**694**	**2.779**	**27.748**	**581.338**	**609.086**
Adições	4	-	4	4	1.495	1.495
Ajuste de conversão	-	-	-	6.460	86.882	93.343
Baixa	(1.828)	-	(1.828)	(8.945)	(451)	(9.396)
Em 30 de junho de 2020	**261**	**694**	**955**	**25.266**	**747.501**	**772.768**
Depreciação acumulada						
Em 01 Janeiro de 2019	**(1.852)**	-	**(1.852)**	**(9.832)**	**(407.437)**	**(417.269)**
Adições	(503)	-	(503)	(1.229)	(6.036)	(7.265)
Baixa	378	-	378	732	-	732
Impairment	-	-	-	-	52.380	52.380
Em 31 de dezembro de 2019	**(1.977)**	-	**(1.977)**	**(10.329)**	**(335.507)**	**(345.837)**
Depreciação	(19)	-	(19)	(220)	(1.604)	**(1.804)**
Baixa	1.828	-	1.828	8.945	-	**8.945**
Impairment	-	-	-	-	60	**60**
Em 30 de junho de 2020	**(168)**	-	**(168)**	**(1.604)**	**(415.287)**	**(416.891)**
Valor residual líquido						
Em 31 de dezembro de 2019	**108**	**694**	**802**	**17.419**	**245.831**	**263.250**
Em 30 de junho de 2020	**93**	**694**	**787**	**23.662**	**332.214**	**355.876**
	10%	Método das unidades produzidas	-	10%	Método das unidades produzidas	-

Perdas no valor recuperável de ativos

Para 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019, com base no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos ("CPC 01"), a Companhia efetuou a revisão do valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventuais mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que pudessem indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. O valor recuperável de uma determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

OP Pescada

A Companhia não identificou qualquer necessidade de reversão ou reconhecimento de perdas no valor recuperável de seus ativos em 30 de junho de 2020.

OP Energia

Após a venda do campo de Camarupim no valor de USD 5.000.000,00 (cinco milhões de dólares americanos).em 30 de junho de 2010, OP Energia ainda possui ativo operacionais remanescentes relacionados ao Campo de Camarão. A Companhia não identificou qualquer necessidade de reversão ou reconhecimento de perdas nos seus ativos em 30 de junho de 2020.

Ouro Preto Energia Onshore

Durante o semestre findo em 30 de junho de 2020, OPEO devolveu seus campos. Em 30 de junho de 2020, não existiam ativos a serem avaliados para impairment nessa controlada.

No semestre findo em 30 de junho de 2020 e no ano findo em 31 de dezembro de a movimentação dos ativos de óleo e gás por campo são resumidos como segue: Pescada e Arabaiana, Camarão, Camarupim e Outros.

Custo

Campos	**31/12/2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**2019**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**30/06/2020**
Pescada e Arabaiana	737.382	-	(8.803)	1.582	-	730.161	2.209	-	42.894	-	775.264
Camarão	114.523	(286)	(143)	5.064	-	119.158	-	(1.163)	43.987	-	161.982
Camarupim	-	18.799	-	-	(18.799)	-	-	-	-	-	-
Outros	226.619	-	(6.978)	-	-	219.641	-	-	-	-	219.641
	1.078.524	18.513	(15.924)	6.646	(18.799)	1.068.960	2.209	(1.163)	86.881	-	1.156.887

Impairment Acumulado

Campos	**31/12/2018**	Adição	Reversão	Ajuste de Conversão	Transf.	**2019**	Adição	Reversão	Ajuste de Conversão	Transf.	**30/06/2020**
Pescada e Arabaiana	(223.982)	-	31.709	-	-	(192.273)	-	-	-	-	(192.273)
Camarão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Camarupim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(219.255)	-	1.872	-	-	(217.383)	-	-	-	-	(217.383)
	(443.237)	0	33.581		0	(409.656)	0	0		0	(409.656)

Depreciação Acumulada

Campos	**31/12/2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**2019**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**30/06/2020**
Pescada e Arabaiana	(407.437)	(6.036)	-	-	-	(413.473)	(1.544)	-	-	-	(415.017)
Camarão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Camarupim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	(407.437)	(6.036)	0		0	(413.473)	(1.544)	0		0	(415.017)

Valor líquido dos ativos de óleo e gás	**227.850**	**245.831**	**332.214**

14 Intangível

	Controladora			Consolidado		
	Softwares e licenças	**Bônus de assinatura**	**Total**	**Softwares e licenças**	**Bônus de assinatura**	**Total**
Custo						
Em 31 de dezembro de 2018	**8.474**	**2.354**	**10.828**	**8.474**	**33.187**	**41.661**
Adições	4	-	**4**	4	-	**4**
Baixa	(7.824)	(4.988)	**(12.812)**	(7.824)	(25.182)	**(33.006)**
Impairment	-	3.411	**3.411**	-	(1.269)	**(1.269)**
Transferência para ativo mantido para venda	-	-	**-**	-	(4.463)	**(4.463)**
Em 31 de dezembro de 2019	**654**	777	**1.430**	**654**	**2.273**	**2.927**
Adições						
Baixa	(204)		**(204)**	(204)		**(204)**
Impairment						
Em 30 de junho de 2020	**450**	777	**1.226**	**450**	**2.273**	**2.722**
Depreciação acumulada						
Em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**(8.263)**	-	**(8.262)**	**(8.263)**	**(4.605)**	**(12.868)**
Adições	(148)	-	**(149)**	(148)	-	**(148)**
Baixa	7.825	-	**7.825**	7.825	-	**7.825**
Transferência para ativo mantido para venda	-	-	**-**	-	3.109	**3.109**
Em 31 de dezembro de 2019	**(586)**	-	**(586)**	**(586)**	**(1.496)**	**(2.082)**
Adições	(48)	-	(48)	(48)	-	**(48)**
Baixa	204		**204**	**204**	-	**204**
					-	-
Em 30 de junho de 2020	**(429)**	-	**(430)**	**(430)**	**(1.496)**	**(1.926)**
Valor residual líquido						
Em 31 de dezembro de 2018	**211**	**2.354**	**2.565**	**211**	**28.582**	**28.793**
Em 31 de dezembro de 2019	**68**	**777**	**845**	**68**	**777**	**845**
Em 30 de junho de 2020	**20**	**777**	**796**	**20**	**777**	**796**
Taxa de amortização	20%	Método das unidades produzidas -	-	20%	Método das unidades produzidas	-

Os bônus de assinatura e gastos exploratórios serão amortizados pelo método das unidades produzidas, considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas. Caso não sejam identificadas reservas de hidrocarbonetos economicamente viáveis, estes gastos serão lançados no resultado.

Ativos intangíveis são substantivamente: (i) *softwares* e pacote de dados que a Companhia adquiriu com a finalidade de suportar os estudos sísmicos necessários à viabilização da sua operação,(ii) bônus de assinatura da ANP - Agência Nacional do Petróleo - referentes aos blocos adquiridos nas Rodadas de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e (iii) licença e estudos ambientais dizem respeito aos gastos referentes à licença ambiental nos blocos da bacia do Parnaíba.

Em 30 de junho de 2020 e em 2019, segue um resumo com a movimentação dos Bônus de assinatura: Pescada e Arabaiana, Camarão, Camarupim, Parnaíba e outros

	Custo									
Campo	**31/12/2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**2019**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.
Pecada e Arabaiana	-					-				-
Camarão	2.559	-	-	119	-	2.677	-	-	165	2.843
Camarupim	4.463	-	-	-	(4.463)	-	-	-	-	-
Parnaíba	25.638	-	(19.638)	-	-	6.000	-	-	-	6.000
Outros	7.122	-	(5.544)	-	-	1.578	-	-	-	1.578
	39.781	-	(25.182)	119	(4.463)	10.255	-	-	-	10.255

	Impairment Acumulado									
Campo	**31/12/2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**2019**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.
Pecada e Arabaiana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Camarão	(1.370)	-	-	(119)	-	(1.489)	-	-	(165)	(1.654)
Camarupim	(1.354)	-	1.354	-	-	-	-	-	-	-
Parnaíba	-	(6.000)	-	-	-	(6.000)	-	-	-	(6.000)
Outros	(3.870)	3.377	-	-	-	(493)	-	-	-	(493)

	Depreciação Acumulada									
Campos	**31/12/2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**2019**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.
Pecada e Arabaiana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Camarão	(1.188)	-	-	-	-	(1.188)	-	-	-	(1.188)
Camarupim	(3.109)	-	3.109	-	-	-	-	-	-	-
Parnaíba	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(309)	-	-	-	-	(309)	-	-	-	(309)

Valor líquido de bônus de assinatura	28.582					777				777

15 Valores a pagar ao operador

	Controladora		Consolidado	
Concessão	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Pescada e Arabaiana	-	-	1.720	981
REC-T-225	215	216	215	216
REC-T-239	215	216	215	216
REC-T-240	217	217	217	217
REC-T-253	212	213	212	213
REC-T-254	212	212	212	212
REC-T-194	287	288	287	288
REC-T-208	337	335	337	335
	1.695	**1.697**	**3.415**	**2.678**

Os valores a pagar ao operador são representados pelo montante a pagar em face aos gastos incorridos nos blocos, referente a serviços e insumos que foram adquiridos no curso normal dos negócios.

Os blocos com prefixo 'REC' são referente blocos registrados na Companhia referente à bacia do Recôncavo e a Pescada e Arabaiana é o bloco registrado na controlada OP Pescada.

O operador realiza um orçamento anual que é compartilhado com os investidores nos blocosoperados, e os valores são cobrados mensalmente. O saldo está em aberto, pois, a Companhia ainda está discutindo os valores acima com o operador.

16 Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Provisão de gastos administrativos (a)	-	-	8.277	8.277
Provisão remessa ao exterior(b)	-	-	-	5.279
Provisão impostos sobre remessa ao exterior(b)	-	-	-	960
Provisão Sucess Fee (b)	-	-	-	556
Outros	204	11	235	-
	204	**11**	**8.512**	**15.074**

(a) Provisão de valores referente a carta fiança do projeto CAL-M-372 (R$7.645) e estimativa de taxa a ser paga a ANP pela devolução do poço Versailles (R$632)

(b) Variação do período auditado, refere-se ao pagamento das provisões realizadas devido ser valor a ser remetido ao antigo controlador (EP Energy E&P Company, LP). O pagamento foi efetuado em 20 de janeiro de 2020

17 Transações com partes relacionadas

As movimentações de saldos de empréstimos com partes relacionadas da Controladora e lucros ou perdas associados foram como segue:

	Controladora		
Empréstimos	**OP Pescada**	**OP Energia**	**Total**
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**-**	**42.695**	**42.695**
Pagamentos	-	(7.500)	(7.500)
Captação	-	5.094	5.094
Juros reconhecidos	**-**	1.237	1.237
Saldo em 31 de dezembro de 2019	**-**	**41.526**	**41.526**
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	39.973	**-**	39.973
Saldo em 31 de junho de 2020	**39.973**	**41.526**	**81.499**
Circulante	**-**	**-**	**-**
Não circulante	**39.973**	**41.526**	**81.499**

Em fevereiro de 2020 foi realizada a operação de mútuo entre a controlada OP Pescada Óleo e Gás e aÔnix Petróleo e Gás Participações Ltda ("Ônix") sócia controladora da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. com o prazo de vencimento para 10 anos e sem a incidência de juros, e os pagamentos são realizados por demanda. Devido a incorporação reversa da Ônix na Companhia o saldo a pagar foi assumido pela Companhia.

As operações de mútuo que não possuem prazo determinado de vencimento estão sujeitas a incidência de juros de 6% ao ano. Os pagamentos destes mútuos são efetuados sob demanda. Em Julho de 2019, foram realizados aditivos aos contratos de mútuo isentando a cobrança de juros.

Nenhum dos saldos possui garantias e nenhuma despesa foi reconhecida no ano ou no ano anterior para dívidas incobráveis ou de recuperação duvidosa em relação aos valores devidos por partes relacionadas.

Locação prédio administrativo

Em 2020 o contrato de locação foi rescindido, passando a ser de responsabilidade da parte relacionada, o aluguel do prédio administrativo está a cargo da empresa 3R Petroleum e Participações, empresa pertencente ao mesmo grupo econômico. Atualmente, a 3R Petroleum e a Ouro Preto compartilham o mesmo escritório mas a 3R Petroleum é a locadora. A administração está discutindo se a Empresa vai cobrar o aluguel da 3R Petroleum e Participações.

Remuneração dos administradores

De acordo com a Lei das Companhias por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, em Assembleia Geral, fixarem o montante global da remuneração anual dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração efetuar a distribuição da verba entre os administradores.

Durante o seis meses findo em 30 de junho 2020, a remuneração global recebida pelos administradores (conselheiros e diretores) totalizou R$ 2.201 (R$2.194 nos seis meses findos em junho de 2019), referindo-se integralmente a honorários e benefícios.

18 Provisão para abandono de poços

A movimentação do saldo da provisão para abandono de poços está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Saldo inicial	**-**	-	**106.630**	**121.780**
Revisão de premissas na estimativa de abandono	-	-	-	(15.667)
Reversão de provisão	-	-	-	(737)
Atualização (Nota 22)	-	-	2.389	14.932
Ajuste de conversão	-	-	38.270	(13.678)
Saldo Final	**-**	-	**146.288**	**106.630**

Refere-se a custos associados ao abandono dos ativos. Estes custos incluem o futuro desmantelamento e a remoção dos equipamentos de produção e a restauração da superfície do campo para uma condição ecológica similar àquela existente antes que a extração de óleo e gás tivesse começado. Esta provisão e reversão da provisão refere-se às concessões Pescada Arabaiana e Camarupim, respectivamente, calculada a uma taxa de desconto de 4,06%.

19 Provisão para contingências

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em ações judiciais de natureza fiscal e trabalhista. Os depósitos judiciais somente serão liberados em caso de decisão favorável às Companhias. Com base no parecer de seus consultores jurídicos internos e externos, a Administração considera a provisão para perdas registradas suficiente para cobrir as perdas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Trabalhistas	3.014	1.417	3.014	1.417
Total	**3.014**	**1.417**	**3.014**	**1.417**

O saldo registrado de contingência trabalhista refere-se a processos contra a Ouro Preto com probabilidade de perda provável foi avaliado com o suporte dos assessores jurídicos externos.

A Companhia e suas controladas são objeto de ações tributárias, trabalhistas e cíveis, em 30 de junho de 2020, cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela administração e seus consultores jurídicos, no valor aproximado de R$222.000 (R$222.000 para 31 de dezembro de 2019).

A Companhia é ainda parte passiva em processo administrativo da ANP contra a Petrobras no campo Camarupim, no qual a OP Energia detém 24,3227%, processo este devido à alteração do projeto do sistema de medição do FPSO Cidade de São Mateus sem autorização prévia desta agência no valor de R$1.670 para os períodos findos em Junho de 2019 e Junho de 2020 (parcela da OP Energia). Este processo encontra-se na 1ª instância judicial e é avaliado pelos consultores jurídicos da Companhia como perda possível.

Igualmente ao descrito no parágrafo anterior, a Companhia é parte passiva em processo administrativo da ANP contra a Petrobras no campo Camarupim relativo a alegadas irregularidades associadas ao sistema de medição do FPSO Cidade de São Mateus, tais como inconsistências entre os valores dos boletins diários e do computador de vazão, calibração dos medidores e configuração do computador de vazão, no valor de R$2.667 para os períodos findos em Junho de 2019 e Junho de 2020 (parcela da OP Energia). Este processo encontra-se na 1ª instância judicial e é avaliado pelos consultores jurídicos da Companhia como perda possível.

20 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Representam a obrigação futura sobre a diferença temporária gerada pelo ganho na compra vantajosa da OP Pescada e OP Energia e parcela do imposto ativo resultante de diferenças temporárias e prejuízo fiscal.

O imposto diferido ativo constituído em 30 de junho de 2020 é resultante de 34% da base de diferenças temporárias dedutíveis no valor de R$ 1.540, somado a R$ 4.756, constituído a partir da base de prejuízo fiscal da Companhia, cuja realização está sujeita ao limite de 30% do lucro tributável por ano e a constituição desse saldo está atrelada a expectativa de lucros futuros para utilização.

Os ativos fiscais diferidos e passivo compõem-se de:

	Controladora e Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**
Imposto diferido ativo	6.296	6.146
Ganho compra Vantajosa Investimento (Deságio)	(20.986)	(20.986)
	(14.690)	**(14.840)**

20.1 Valores reconhecidos no resultado

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Despesa de imposto de renda e contribuição social corrente	**-**	**-**	**-**	**-**	**(655)**	**(690)**	**(1.447)**	**(1.050)**
Despesa do ano corrente	-	-	-	-	(655)	(690)	(1.447)	(1.050)
Despesa de imposto de renda e contribuição social diferido	**-**	**(216)**	**150**	**935**	**-**	**(216)**	**150**	**935**
Diferenças temporárias	-	(125)	(188)	346	-	(125)	(188)	346
Reconhecimento de prejuízos fiscais acumulados anteriormente não reconhecidos	-	(91)	337	589	-	(91)	337	589
Reconhecimento de despesas temporárias dedutíveis anteriormente não reconhecidas	-	-	-	-	-	-	-	-

Despesas de impostos da controladora excluem a despesa de imposto das investidas contabilizadas pelo método da equivalência patrimonial no segundo trimestre 2020 de R$ 655 (R$ 690 em 2019) e no primeiro semestre de 2020 R$ 1.447 (R$ 1.050), que está incluído no resultado de equivalência patrimonial.

20.2 Conciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	(45.831)	(37.604)	(93.107)	(47.776)	(43.579)	(36.914)	(90.660)	(46.726)
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados às alíquotas efetivas	**15.583**	**12.785**	**31.656**	**16.244**	**15.360**	**12.551**	**31.164**	**15.887**
Despesas não dedutíveis	1.874	3.697	1.392	2.726	(14.817)	(12.768)	(31.014)	(14.952)
Impacto de alíquota diferencial no modelo de lucro presumido de controlada	-	-	-	-	(655)	(690)	(1.447)	(1.050)
Resultado de equivalência patrimonial	(17.457)	(16.699)	(32.898)	(18.035)	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	-	(655)	(690)	(1.447)	(1.050)
Imposto de renda e contribuição social diferido	-	(216)	150	935	-	(216)	150	935
Alíquota efetiva	0%	1%	0%	(2%)	2%	2%	2%	0%

Conciliação da alíquota de imposto efetiva de Pescada (Lucro Presumido)

	01/04/20 a 30/06/20	**01/04/19 a 30/06/19**	**01/01/20 a 30/06/20**	**01/01/19 a 30/06/19**
Receita bruta	10.785	12.592	21.226	19.616
Base de cálculo (8%)	863	1.007	1.698	1.569
Outras receitas	967	907	2.367	1.341
Base de cálculo	1.830	1.914	4.065	2.910
IRPJ apurado (15%)	274	287	610	437
Adicional (10%)	177	185	395	279
Total de IR	451	473	1.004	716

	01/04/20 a 30/06/20	**01/04/19 a 30/06/19**	**01/01/20 a 30/06/20**	**01/01/19 a 30/06/19**
Receita bruta	10.785	12.592	21.226	19.616
Base de cálculo (12%)	1.294	1.511	2.547	2.354
Outras receitas	967	907	2.367	1.341
Base de cálculo	2.261	2.418	4.914	3.695
Total de CSLL (9%)	204	218	442	334
Total IR e CS no exercício	655	690	1447	1050

21 Arrendamento mercantil

Mutação do direito de uso – Ativo

	Controladora e Consolidado	
	Imóveis	**Total**
Direito de uso		
Saldo em 1 de janeiro de 2019	-	-
Adição	2.205	2.205
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.205	2.205
Baixa	(2.205)	(2.205)
Saldo em 30 de junho de 2020	-	-
Depreciação		
Saldo em 1 de janeiro de 2019	-	-
Adição	(551)	(551)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(551)	(551)
Depreciação	(47)	(47)
Baixa	598	598
Saldo em 30 de junho de 2020	-	-
Valor Contábil		
Saldo em 30 de junho de 2020	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.654	1.654

21.1 Mutação do arrendamento – passivo

	Controladora e Consolidado	
	Imóveis	**Total**
Passivo de arrendamento		
Saldo em 31 de dezembro de 2018	-	-
Adições	2.205	2.205
Juros do período	32	32
Contraprestações pagas	(629)	(629)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.608	1.608
Adições	42	42
Juros do período	5	5
Contraprestações pagas	(56)	(56)
Baixas	(1.599)	(1.599)
Saldo em 30 de junho de 2020	-	-
Classificação		
Passivo circulante	-	-
Passivo não circulante	-	-

Imóveis – Em 31 de dezembro de 2019, a Empresa possuía contratos de arrendamento de propriedades utilizadas como escritórios administrativos, sendo o principal contrato de arrendamento referente ao aluguel do escritorio, com prazo de 48 meses. O valor reconhecido foi mensurado descontando os pagamentos mínimos contratuais restantes ao valor presente, utilizando a taxa de desconto média de 10,15 %. Em 2020 o contrato de locação foi rescindido, passando a ser de responsabilidade da parte relacionada, o aluguel do prédio administrativo está a cargo da empresa 3R Petroleum e Participações, empresa pertencente ao mesmo grupo econômico. Atualmente, a 3R Petroleum e a Ouro Preto compartilham o mesmo escritório mas a 3R Petroleum é a locadora. A administração está discutindo se a Empresa vai cobrar o aluguel da 3R Petroleum e Participações.

22 Patrimônio líquido

Capital social

Em fevereiro de 2020, A Ônix Petróleo e Gás S.A. adquiriu, por intermédio da Companhia Angel Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, 100% das cotas da Ouro Preto.

Em 30 de junho de 2020, o capital social subscrito e integralizado é de R$287.666 (R$ 327.627 em 31 de dezembro de 2019) e a transação de capital de R$ 38.914 e está representado por 28.956.567 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, e 13.850.097 em 2019 ações preferenciais nominativas, sem valor nominal.

Em 30 de junho de 2020, o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

	Quantidade de ações			
	Ordinárias	**Preferenciais**	**Total**	**Participação no capital total**
Acionistas:				
StarÔnix AG	28.956.567	13.850.097	**42.806.664**	**100%**
Total	**28.956.567**	**13.850.097**	**42.806.664**	**100%**

Em 31 de dezembro de 2019, o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

	Quantidade de ações			
	Ordinárias	**Preferenciais**	**Total**	**Participação no capital total**
Acionistas:				
ANGEL	26.515.575	13.550.097	**40.065.672**	**93,60%**
Outros	2.440.990	300.000	**2.740.990**	**6,40%**
Total	**28.956.565**	**13.850.097**	**42.806.662**	**100%**

Em 31 de dezembro de 2019, o capital social da Companhia era de R$ 327.627, dividido em 42.806.664 ações. Em decorrência da incorporação informada na Nota 1.3, o capital social foi diminuído em R$ 687, sem que haja no entanto,cancelamento das ações de emissão da Ouro Preto ora existentes.

Sendo assim, em 30 de junho de 2020, o capital social da Companhia passou a ser de R$ 326.579 dividido em 42.806.664 ações nominativas, sem valor.

Ações em tesouraria

Ações em tesouraria compreendem o custo das ações detidas pela Companhia. Em 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019, a Companhia detinha R$118 em ações em tesouraria.

Ajuste acumulado de conversão

O efeito da conversão dos itens expressos na moeda funcional da entidade para sua moeda de apresentação, quando diferentes, seja reconhecido no seu patrimônio líquido, a Companhia registrou na rubrica "ajuste acumulado de conversão" o montante de R$ 90.916 no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 (R$ 1.680 no período de seis meses findo em 30 de junho de 2019), referente ao efeito dessa conversão nas controladas OP Pescada e OP Energia.

Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 0,0001% como dividendo mínimo obrigatório. A distribuição dos lucros adicionais serão decididos pelos sócios após reunião de sócios-quotistas.

No semestre findo em 30 de junho de 2020 e 2019, não houve distribuição de dividendo na Companhia.

Os dividendos recebidos de suas controladas foram classificados como fluxo de caixa das atividades de investimento nas demonstrações dos fluxos de caixa da Controladora.

23 Segmentos operacionais

Segmentos operacionais são definidos como componentes de uma entidade para os quais as informações financeiras trimestrais separadas estão disponíveis e são avaliadas de forma regular pelo principal tomador de decisões operacionais, a fim de alocar recursos na avaliação do desempenho dos gestores de determinado segmento. Mediante esta definição, a Companhia possui um único segmento operacional, na qual consiste em exploração e produção (E&P) de óleo e gás, com isso, não apresentou informações segregadas.

24 Receitas líquidas

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Vendas brutas de óleo	-	-	-	-	1.488	2.920	3.923	6.171
Vendas brutas de gás	-	-	-	-	10.065	6.946	18.096	13.621
(-) Impostos sobre vendas	-	-	-	-	(2.501)	(2.136)	(4.767)	(4.285)
	-	**-**	**-**	**-**	**9.052**	**7.730**	**17.252**	**15.507**

A receita líquida consolidada da Companhia é oriunda exclusivamente dos campos de Pescada e Arabaiana, no qual, possui um único cliente, a Petrobras. As receitas variam com a quantidade de óleo e gás produzido e os preços de venda,

25 Custo e depesas por natureza

25.1 Custo dos produtos e serviços vendidos

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Custos operacionais fixos	-	-	-	-	(2.151)	(4.330)	(3.151)	(4.348)
Custos com manutenção e reparo	-	-	-	-	(482)	(482)	(672)	(751)
Aluguel de área	-	-	-	-	(92)	(143)	(183)	(827)
Custo do abandono	-	-	-	-	30	(89)	60	(44)
Royalty - óleo e gás	-	-	-	-	(802)	(695)	(1.536)	(1.383)
Depreciação e amortização	-	-	-	-	(1.776)	(800)	(3.230)	(2.076)
	-	**-**	**-**	**-**	**(5.273)**	**(6.539)**	**(8.712)**	**(9.429)**

25.2 Despesas gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Honorários a diretores e conselheiros	(600)	(267)	(965)	(551)	(1.095)	(958)	(2.102)	(2.029)
Salários e encargos	(153)	(1.721)	(1.001)	(5.152)	(626)	(1.859)	(1.748)	(5.444)
Bônus a funcionários	-	(9)	(15)	(28)	-	(9)	(15)	(28)
Benefícios a funcionários	11	(270)	(82)	(638)	(115)	(320)	(286)	(723)
Aluguel e manutenção escritório	(27)	(109)	(106)	(213)	(57)	(4)	(167)	(269)
Depreciação e amortização	(31)	(303)	(114)	(611)	(110)	(480)	(316)	(964)
Serviços prestados por terceiros	(12)	(293)	(1.239)	(504)	(743)	(1.043)	(3.442)	(2.962)
Despesa com transportes		(3)	(1)	(2)	-	(4)	-	(28)
Manutenção e reparo de equipamentos		(22)		(30)	(42)	(600)	(84)	(654)
Compartilhamento de custos (a)		5.164	973	5.164	-	-	-	-
Provisão de contingência	(1.597)	-	(1.597)	-	(1.597)	-	(1.597)	-
Outras despesas gerais e administrativas	(70)	(109)	(120)	(302)	(152)	(254)	(292)	(752)
	(2.479)	**2.058**	**(4.268)**	**(2.867)**	**(4.537)**	**(5.531)**	**(10.949)**	**(13.853)**

(a) No segundo trimestre de 2019 a Companhia adotou o compartilhamento de custos entre empresas do grupo, retroativos desde janeiro deste mesmo ano, contemplando também as despesas incorridas em 2018, Representa valores cobrados das controladas de acordo com este programa.

26 Gastos exploratórios

Referem-se a custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais.

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Custo com operador	-	(566)	-	(988)	-	(572)	-	4.364
Despesas gerais e administrativas	(24)	(41)	(52)	(184)	(127)	(5.238)	(257)	(6.227)
Gastos com geologia e geofísica	-	-	-	(1)	(22)	(12)	(33)	(20)
Serviço de exploração	-	-	-	-	-	(759)	-	(3.843)
Outros	-	-	-	(6)	(12)	(524)	(12)	(1.278)
	(24)	(607)	(52)	(1.179)	(161)	(7.105)	(302)	(7.024)

27 Outras despesas/receitas operacionais

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Despesa com operador	-	-	-	-	-	(5.700)	(625)	(10.438)
Devolução de concessão	-	-	-	-	-	(21.518)	-	(21.518)
Despesas com venda de campo (a)	-	-	-	-	(29.454)	-	(29.454)	-
Despesas com seguro risco petróleo	-	(97)	-	(350)	(648)	(719)	(1.106)	(1.597)
Reversão compartilhamento de custos (b)	-	10.595	-	10.595	-	-	-	-
Outras receitas/despesas operacionais (b)	(307)	131	(358)	257	(7.321)	(126)	(6.164)	-
	(307)	**10.629**	**(358)**	**10.502**	**(37.423)**	**(28.063)**	**(37.349)**	**(33.553)**

(a) Trata-se de um crédito a receber de Ouro Preto referente à venda do campo de Camarupim que conforme contrato de compra e venda (SPA) deverá ser repassado ao vendedor assim que Ouro Preto receber o pagamento.

(b) Em 2019 a Companhia adotou o compartilhamento de custos entre empresas do grupo, contemplando também as despesas incorridas em 2018, uma vez que as despesas já foram incorridas no exercício findado, demonstrando assim os valores recebidas ou a receber do ganho com partes relacionadas.

28 Resultado financeiro

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Rendimentos de aplicação financeira	9	24	35	79	214	1.266	769	2.571
Atualização de depósitos judiciais	1	-	2	-	1	87	19	174
Variaçao cambial ativa	-	-	-	-	1.344	2.158	1.344	2.192
Outras receitas/despesas financeiras	7	82	18	166	696	354	1.126	741
	17	**106**	**54**	**245**	**2.255**	**3.865**	**3.258**	**5.678**
Incremento do abandono (*accretion*)	-	-	-	-	(727)	(606)	(1.389)	(1.380)
Despesas de juros - partes relacionadas	-	(623)	-	(1.237)	-	-	-	-
Despesas de juros de arrendamento	-	-	(6)	(9)	-	-	(6)	(9)
Outras despesas financeiras		(7)			(39)	2	(269)	(152)
Variação cambial	-	-	-	(3)	(4.788)	-	(31.286)	(802)
	-	**(629)**	**(6)**	**(1.249)**	**(5.554)**	**(603)**	**(32.498)**	**(2.343)**
	17	**(523)**	**48**	**(1.004)**	**(3.299)**	**3.262**	**(29.690)**	**3.336**

29 Resultado por ação

O cálculo do resultado básico por ação foi baseado no resultado líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação:

	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Resultado do exercício atribuível aos proprietários da Companhia e utilizado na apuração do resultado básico por ação	(44.831)	(37.821)	(92.957)	(46.841)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias para fins de cálculo do resultado líquido básico por ação (*)	42.756.664	42.756.664	42.756.664	42.756.664
Resultado líquido básico e diluído por ação - R$	**(0,99)**	**(0,88)**	**(1,64)**	**(1,10)**

(*) Devido não haver diferenças na quantidade de ações durante os exercícios, a média ponderada de ações ordinárias é a mesma quantidade de ações existentes.

Não há diferença entre o cálculo de resultado por ação básico e diluído em virtude da inexistência de potenciais ações dilutivas.

30 Instrumentos financeiros

(a) Classificação contábil e valores justos

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis e os valores justos dos ativos e passivos financeiros, incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo. Não inclui informações sobre o valor justo dos ativos e passivos financeiros não mensurados ao valor justo, se o valor contábil é uma aproximação razoável do valor justo.

Ativos consolidados
30 de junho de 2020

		Valor contábil			Valor justo		
	Nota	Ativos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Ativos financeiros							
Caixa e equivalentes de caixa	6	19.234	-	19.234	-	19.234	19.234
Contas a receber	7	-	4.331	4.331	-	-	-
Caixa restrito	6.2	3.656	-	3.656	-	3.656	3.656
Outros créditos		-	1	1	-	-	-
		22.890	4.332	27.222	-	22.890	22.890

Passivos consolidados
30 de junho de 2020

		Valor contábil			Valor justo		
	Nota	Passivos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Passivos financeiros							
Fornecedores		-	212	212	-	-	-
Valores a pagar ao operador	15	-	21.299	21.299	-	-	-
Outras obrigações	16	-	8.513	8.513	-	-	-
		-	30.024	30.024	-	-	-

Ativos consolidados
31 de dezembro de 2019

		Valor contábil			Valor justo		
	Nota	Ativos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Ativos financeiros							
Caixa e equivalentes de caixa	6	63.573	-	63.573	-	63.573	63.573
Contas a receber	7	-	3.536	3.536	-	-	-
Caixa restrito	6.2	19.192	-	19.192	-	19.192	19.192
Outros créditos		-	1.100	1.100	-	-	-
		82.765	4.636	87.401	-	82.765	82.765

Passivos consolidados
31 de dezembro de 2019

		Valor contábil			Valor justo		
	Nota	Passivos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Passivos financeiros							
Fornecedores		-	778	778	-	-	-
Valores a pagar ao operador	15	-	10.985	10.985	-	-	-
Outras obrigações	16	-	15.072	15.072	-	-	-
		-	26.835	26.835	-	-	-

(b) Gerenciamento dos riscos financeiros

O Grupo possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

- Risco de crédito;
- Risco de liquidez; e
- Risco de mercado.

Estrutura de gerenciamento de risco

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco.

As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos.

(i) Risco de crédito

O risco refere-se principalmente às disponibilidades e às contas a receber da Companhia. Todas as operações são realizadas com bancos de reconhecida liquidez, minimizando seus riscos. A política de vendas da Companhia está diretamente associada ao nível de risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios. As vendas da Companhia estão concentradas, substancialmente, na Petrobras, classificada Baa2, BB- pela Mody's Standar & Poor's e Fitch respectivamente. Sendo assim, a Administração considera o risco de inadimplência como inexpressivo e não espera dificuldades na realização de seus créditos. Todos os ativos financeiros da Companhia são de curto prazo.

(ii) Risco de liquidez

Representa o risco de escassez e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas. A Companhia procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 30 de junho 2020. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

	Fluxos de caixa contratuais				
	Até 1 ano	**> 1 a 2 anos**	**> 2 a 5 anos**	**> 5 anos**	**Total**
Fornecedores	778	-	-	-	778
Valores a pagar ao operador	3.415	-	-	-	3.415
Outras obrigações	15.072	-	-	-	15.072

Não há transações com instrumentos financeiros derivativos em 30 de junho de 2020 e 2019.

(iii) Riscos de mercado

São possíveis mudanças nos preços do mercado que podem afetar os fluxos de caixas futuros e/ou o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia. Os riscos do mercado são:

- Riscos de taxa de juros;
- Riscos de moeda (taxa de câmbio);
- Outros riscos de preços.

Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos de mútuo captados. Considerando o perfil da dívida da Companhia, a Administração considera o risco à exposição a variações nas taxas de juros como inexpressivo, tendo em vista que a a companhia não tem dívidas pendentes.

Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio, que reduzam valores nominais faturados ou aumentem valores captados. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida:

	Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	19.234	63.573
Contas a receber	4.331	3.536
Caixa restrito	3.656	19.192
Outros ativos	1	1.100
Passivos		
Fornecedores	(212)	(778)
Valores a pagar ao operador	(13.712)	(10.985)
Outras obrigações	(8.513)	(15.072)
Total da exposição cambial líquida	4.785	60.566

Análise de sensibilidade

Conforme requerido pela Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia e suas controladas devem apresentar uma análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, ao qual a mesma esteja exposta.

Uma valorização (desvalorização) razoavelmente possível do Real e USD, contra todas as outras moedas em 30 de junho, teriam afetado a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira e afetado o patrimônio líquido e o resultado pelos montantes demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

		Consolidado			
	Risco	**30/06/2020**	**Cenário Provável**	**Cenário (I) Possivel (Δ25%)**	**Cenário (II) Remoto (Δ50%)**
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	Queda do dólar	19.234	18.265	15.637	11.071
Contas a receber	Queda do dólar	4.331	4.113	3.521	2.493
Caixa restrito	Queda do dólar	3.656	3.472	2.972	2.104
Outros créditos	Queda do dólar	1	1	1	1
Passivos					
Fornecedores	Aumento do dólar	(212)	(201)	(252)	(302)
Valores a pagar ao operador	Aumento do dólar	(13.712)	(13.021)	(16.276)	(19.531)
Outras obrigações	Aumento do dólar	(8.513)	(8.084)	(10.105)	(12.126)
Total da exposição líquida		4.785	4.545	(4.502)	(16.290)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN para o período de doze meses a partir de 31 de março de 2020 (US$ 1/R$ 5,20). No cenário I esta projeção foi majorada em 25% e no cenário II a projeção foi majorada em 50%, ambas em relação ao cenário provável.

Outros riscos de preço

São os riscos do valor justo do instrumento financeiro oscilar pelas alterações no preço de mercado, não decorrentes da taxa de juros ou de câmbio, por fatores específicos do instrumento financeiro ou de fatores que afetam todos os instrumentos financeiros semelhantes negociados no mercado. A Administração entende que não há instrumentos financeiros da Companhia em 30 de junho 2020 que estejam expostos a este risco.

31 Contrato de seguros

A Companhia possui um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los, buscando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. As coberturas foram contratadas para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros.

Em 30 de junho de 2020, a cobertura de seguros contra riscos operacionais era composta por R$ 40.000 (R$ 50.000 para 2019) para responsabilidade civil (D&O).

Adicionalmente, a Companhia possui seguro exclusivo para a operação de produção de petróleo e gás com vigência de 28 de agosto de 2019 a 28 de fevereiro de 2021 composta por US$ 121,277 mil para danos físicos, US$ 10,000 mil despesas extras com o operador e US$25,000 mil de responsabilidade civil.

32 Compromissos assumidos

Os compromissos referentes ao Bloco BAR-M-387 se constituem de aquisição e processamento de sísmica-3D. A Ouro Preto Óleo e Gás solicitou liberação do cumprimento do PEM para ANP com sucesso, uma vez que a companhia realizaou com sucesso os pagamentos relativas à ANP.

A Companhia assinou contratos de seguro-garantia para garantir os compromissos de Programa Exploratório Mínimo da 11ª Rodada da ANP no valor total de R$ 109.672, com valor remanescente de R$142 em função do cumprimento do PEM(Programa Explortório Mínimo), valor mínimo de investimento assumido pelo concessionário durante as rodadas da ANP, composto por aquisição sísmica, perfuração e outros, conforme demonstrado abaixo:

11ª Rodada – Bloco	**Valor garantia**
BAR-M-387	142
Total	142

Referente às condições de pagamento celebradas na aquisição de 100% das ações da Ouro Preto pela Ônix, cujo fechamento, conforme mencionado, foi realizado em fevereiro de 2020, destacam-se compromissos futuros em adição ao pagamento inicial realizado pela Ônix. Em função da incorporação reversa da Ônix pela OPOG, tais compromissos, detalhados a seguir, foram assumidos por sucessão pela OPOG.

a) Parcela Camarupim: Pagamento contingente ao fechamento do processo de venda da participação da Ouro Preto no Ativo de Camarupim à Petrobras. Esse evento já foi concluído e o pagamento já efetuado. Cabe ressaltar que o processo de venda desse ativo foi iniciado antes da aquisição da Ouro Preto pela Ônix.

b) Parcela referente à Restituições de Tributos Federais: Pagamento contingente atrelado a eventuais e futuras restituições de Imposto de Renda de Pessoas Jurídica (IRPJ) e CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido); referente a processos específicos da companhia os quais totalizam aproximadamente R$ 6.000 mil.

c) Parcela Gross Overriding Royalties: Pagamento contingente de 3% sobre a receita bruta auferida pela companhia decorrente do desenvolvimento de blocos exploratórios específicos da companhia, caso este ocorra durante período de no máximo 10 anos;

d) Parcela Earn Out: Pagamento contingente atrelado à potencial aferimento de lucro tributável pela da OPE, OPEO e OPOG (quando este for registrado pela Companhia ou subsidiárias supracitadas, será devida parcela de Earn out ao Fip Angel, calculado pela seguinte fórmula: 10% (dez por cento) * alíquotas efetivas de IRPJ, adicional de IRPJ e da CSLL) * base de lucro tributável.

33 COVID-19

A Companhia, apoiada nas recomendações da Organização Mundial de Saúde ("OMS") e do Ministério da Saúde, anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas administrativas; por meio da operacionalização do regime de trabalho em casa (home office), provendo toda estrutura necessária aos colaboradores para eficiência do modelo implantado, assim como total suporte do departamento de recursos humanos na avaliação da saúde mental dos colaboradores no decorrer do período. Nas áreas operacional, quando a implantação do regime home office se mostrou impraticável, foi estabelecido plano com rigorosa higienização dos locais de trabalho e distribuição de equipamentos de proteção individual (EPIs).

Mesmo com o cenário atípico e desafiador ocasionado pela pandemia do COVID-19, não houve impactos relevantes nas operações. Nossas vendas de gás são realizadas de acordo com um contrato de preço fixo, que não foi impactado pela pandemia, tendo em vista, principalmente, que as vendas de gás independem das variações do preço do petróleo. Isso mitiga riscos de mercado e protege a geração de caixa da companhia. Com respeito à venda de petróleo houve um impacto significativo consideremdo que os preços do petr´leo caíram a névies abaixo de US$30 por barril em abril e maio. Apesar do impacto na receita derivada do petróleo, a OP Pescada registrou um aumento na recieta líquida em comparação com o memso período de 2019; isso se deve a níveis mais altos de produção, pela depreciação do real frente ao dólar e o contrato de preço fixo do gás.

Cumpre ressaltar que a companhia não teve qualquer evento de demissão ou realocação de qualquer colaborador por conta do contexto apresentado.

Com relação à segurança de seus funcionários, a companhia avalia constantemente as melhores práticas para assegurar sua segurança, estando sempre alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde. A companhia anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas operacionais e administrativas, que incluiram:

- Alteração de trabalho presencial para a modalidade de *home-office*, quando possível.
- Quarentena, monitoramento da saúde e testagem
- Checagem geral realizada por profissional de saúde nas unidades de produção
- Uso de máscaras e alcol gel nas unidades de produção
- Campanhas de conscientização através dos meios de comunicação utilizados nas unidades de produção
- Medidas para evitar aglomeração nas unidades de produção

As medidas adotadas pela administração, que estão em constante reavaliação, buscam manter a qualidade operacional e a segurança e bem-estar dos nossos colaboradores, fornecedores e clientes e da sociedade como um todo, estando alinhados com as medidas determinadas pelas autoridades públicas. A companhia irá continuar atuando de maneira a preservar a saúde de todos, sempre vigilantes e prontos a fazer correções de rumo conforme a evolução da situação.

34 Eventos subsequentes

34.1 Processo de aquisição de participação no campo Pescada e Arabaiana

Foi iniciado em 2020 o processo de aquisição da participação da Petrobras de 65% no campo de Pescada, Arabaiana e Dentão. Foi acordado uma contraprestação de US$1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil dólares americanos); e também um mecanismo de compartilhamento de custos referente ao abandono de poços determinados e descomissionamento de plataformas e dutos. Ficou estabelecido para esse mecanismo que o vendedor se comprometia com um valor total fixo de US$100.000.000,00 (cem milhões de dólares americanos), com abertura detalhada dos valores por ativo e um cronograma orientativo para os eventos de abandono. O pagamento desse custo compartilhado será efetuado pelo vendedor ao comprador à medida que os ativos forem descomissionados, A transação foi assinada em 09 de julho de 2020 e a expectativa da companhia é que seja concluída ao longo de 2021.

Depois da satisfação das condições precedentes, por exemplo, a submissão e aprovação do processo pelo CADE e submissão e aprovação da ANP, será concluída a referida aquisição.

34.2 Reorganização societária do Grupo 3R, conforme termo abaixo definido

O grupo Ouro Preto é composto pela Companhia e suas subsidiárias, sendo sua controladora a StarÔnix AG, a qual é controlada pelo Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (“SSSFII”). O grupo 3R é composto pela 3R Petroleum e suas subsidiárias, cujo controle é detido pelo (i) 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (“FIP 3R”), cujo principal cotista é o SSSFII e (ii) Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (“FIP Esmeralda”). FIP 3R, SSSFII e FIP Esmeralda são fundos de investimentos geridos pela Starboard Asset Ltda.

Em 03 de agosto de 2020, foram aprovadas as consultas formais pelos fundos de investimentos controladores da 3R Petroleum e da Companhia, nas quais foi deliberada a autorização para implementar a reorganização societária do grupo 3R e do grupo Ouro Preto após a aprovação da Oferta Pública Inicial de Ações (“IPO”). A reorganização societária consiste:

(i) na incorporação da 3R Petroleum pela Ouro Preto e na aprovação dos percentuais a serem detidos por cada um dos acionistas após incorporação;
(ii) em demais atos necessários para implementar a reorganização societária necessária para realização do IPO.

* * *

Edmundo Júlio Jung Marques
Presidente

Matheus Dias
Diretor Financeiro

Domingues e Pinho Contadores Ltda
CRC/RJ 001137/O-0

Luciana dos Santos Uchôa
CRC/RJ 081003/O-8

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXO J – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS DA 3R PETROLEUM E PARTICIPAÇÕES S.A. RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020

(Página intencionalmente deixada em branco)

3R Petroleum e Participações S.A.

Informações financeiras trimestrais

em 30 de junho de 2020

Índice

Relatório da administração **3**

Relatório dos auditores independentes sobre as informações financeiras trimestrais **19**

Balanço patrimonial **21**

Demonstrações do resultado **23**

Demonstrações do resultado abrangente **24**

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido **25**

Demonstrações dos fluxos de caixa **26**

Demonstrações do valor adicionado **27**

Notas explicativas às informações financeiras trimestrais **28**

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2020

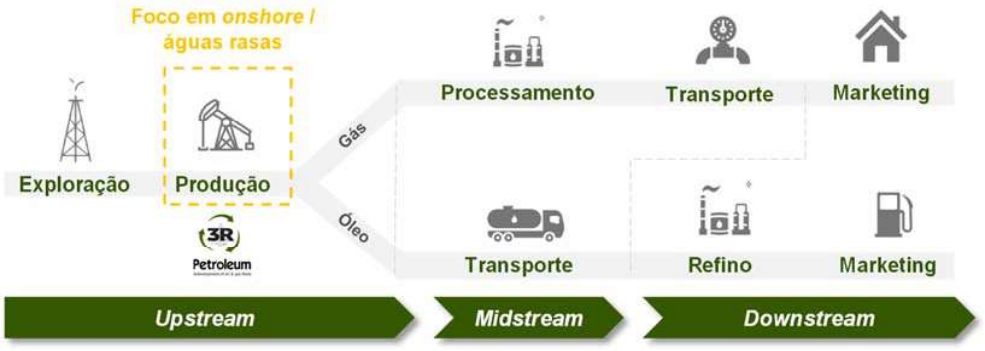
Senhores Acionistas,

A Administração da 3R Petroleum e Participações S.A ("3R Petroleum" ou "Companhia"), submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as correspondentes Informações Financeiras Trimestrais da Companhia, acompanhadas do parecer dos auditores independentes, referentes ao período findo em 30 de junho de 2020.

Mensagem da Administração

A 3R Petroleum é uma *holding* que consolida investimentos em campos de óleo e gás e tem por objetivo revitalizar campos maduros localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*). "*Redesenvolver, Revitalizar e Repensar*" são os pilares que norteiam nossa estratégia de revitalização e incremento de produção e de reservas em campos maduros. O plano de crescimento da 3R Petroleum é baseado em crescimento orgânico, por meio do redesenvolvimento de seu portfólio atual, e em crescimento inorgânico, por meio de oportunidades atreladas ao amplo plano de desinvestimento de ativos em curso pela Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras").

Nosso plano de negócios visa capturar aquisições oportunísticas de ativos *(i)* em produção, *(ii)* com reservas provadas que podem ser certificadas, *(iii)* com capacidade de incremento de produção a partir de investimentos com *payback* acelerado, *(iv)* com infraestrutura logística facilitada e *(v)* que apresentem custos de extração (*lifting cost*) consideravelmente menores quando comparados a outros *players* locais que operam em águas profundas. Não contemplamos em nosso plano de negócios investir em projetos em fase de exploração.



Processo de Desinvestimento da Petrobras em Ativos Onshore e Shallow Water

Conforme realçado pela Petrobras em diversos comunicados ao mercado, a venda de ativos localizados em terra e em águas rasas, está alinhada à sua estratégia de otimização de portfólio, passando a concentrar cada vez mais os seus recursos em águas profundas e ultra profundas, onde a Petrobras tem demonstrado grande diferencial competitivo ao longo dos anos. Desde que declarou comercialidade dos primeiros campos do pré-sal, a Petrobras concentra seus recursos financeiros, intelectuais e tecnológicos para ampliar sua capacidade em desenvolver projetos de alta produtividade em tais ativos. Em paralelo, observa-se nesse mesmo período um declínio acelerado na produção dos campos em terra e água rasa, reflexo dos baixos ou inexistentes planos de investimentos em tais ativos, deixando evidente seu posicionamento nesse mercado de águas profundas e ultra profundas.

Vale ressaltar que a Petrobras ainda detém cerca 80% do *Market share* da produção *onshore* do Brasil e anunciou que manterá seu plano de desinvestimento acelerado ao longo dos próximos meses. Nesse contexto, a 3R Petroleum se posiciona como um *player* estratégico para se consolidar como um *first-mover* neste nicho promissor do setor de Exploração & Produção, com destaque para sua equipe técnica única, altamente qualificada a qual participou e teve destaque em diversos *cases* de sucesso em revitalização de campos maduros na América latina. Frisa-se também sua relevante capacidade financeira em estruturação de negócios, operações financeiras complexas e *fund raising*, amplamente suportada por seus acionistas controladores.

Equipe Técnica Especializada com Track Record em Recuperação de Campos Maduros

Em nosso quadro de colaboradores, destacam-se executivos e profissionais técnicos que lideraram ao longo dos últimos 30 anos alguns dos maiores projetos de redesenvolvimento de campos petrolíferos com alto grau de explotação, acarretando expressivos incrementos de produção e reservas em diversos países da América do Sul, tais como Venezuela, Argentina e Peru.

Nesse contexto, a 3R Petroleum se beneficia por ter uma equipe técnica única no Brasil, amplamente qualificada e experiente no manuseio de campos maduros e capaz de implementar técnicas adequadas a cada tipo de ativo e sua respectiva geologia. Nossos planos de desenvolvimento se baseiam em estratégias simples, desde *(i)* reativação de poços parados, *(ii)* intervenções de *pull-in* (para substituição de tubulação e bombas de fundo de poço), *(iii)* atividades de *workover* (para acessar reservatórios menos depletados e bloquear reservatórios com produção elevada de água) e *(iv)* incremento da capacidade de tratamento de fluidos, bem como adensamento de malha, por meio da perfuração de novos poços verticais, horizontais e direcionais em reservas consideradas provadas ou prováveis pelos certificadores. Em outras palavras, não dependemos de uma tecnologia específica, ultramoderna ou pouco usual e não planejamos perfurar em áreas desconhecidas ou desenvolver atividades com viés exploratório. A tese da Companhia é ancorada em produção e reservas certificadas.

Por fim, vale destacar que nossos principais executivos estão altamente incentivados e alinhados com os interesses dos acionistas da 3R Petroleum, por possuírem participação acionária, planos de ações e remuneração variável atreladas ao desempenho operacional e financeiro de nossos projetos.

Agenda de Investimentos

Com objetivo de ampliar o portfólio da Companhia, a 3R Petroleum participa ativamente do processo de desinvestimentos de ativos da Petrobras. Em 5 de agosto de 2019, demos início ao

processo de aquisição por meio da celebração do contrato de compra e venda (*signing* do SPA) referente ao Polo Macau, iniciando assim o período de transição junto à Petrobras. Nos meses subsequentes, mobilizamos nossas equipes, negociamos os contratos de suporte às operações, certificamos nossas reservas com a experiente *DeGolyer & MacNaughton* e construímos a infraestrutura necessária para assumirmos nossa primeira operação de forma segura e eficiente. Em 14 de fevereiro de 2020, a Companhia obteve a aprovação da ANP para qualificação como operador B, permitindo-a operar blocos situados em águas rasas e em terra. Finalmente, em 28 de maio de 2020, a Companhia e a Petrobras concluíram a transação de maneira exitosa (*closing* do SPA do Polo Macau), mediante a aprovação final da ANP para a transferência da concessão dos sete campos para a 3R Petroleum.

Em 14 de agosto de 2020, a Companhia novamente avançou em sua estratégia de crescimento, assinando o contrato de aquisição (*signing* do SPA) do Polo Fazenda Belém, reforçando sua posição estratégica na bacia Potiguar, uma das mais relevantes em produção *onshore* no Brasil, que se estende do Rio Grande do Norte ao Ceará. Essa nova aquisição representa uma grande oportunidade de sinergia e eficiência de custo para Companhia. Por estarem em regiões próximas, os Polos serão operados a partir da mesma sala de controle já construída para o Polo Macau.

Dando continuidade à agenda investimentos, em 21 de agosto de 2020, a Companhia assinou o contrato de aquisição (*signing* do SPA) do Polo Rio Ventura, que contempla 8 campos localizados na bacia Recôncavo no estado da Bahia.

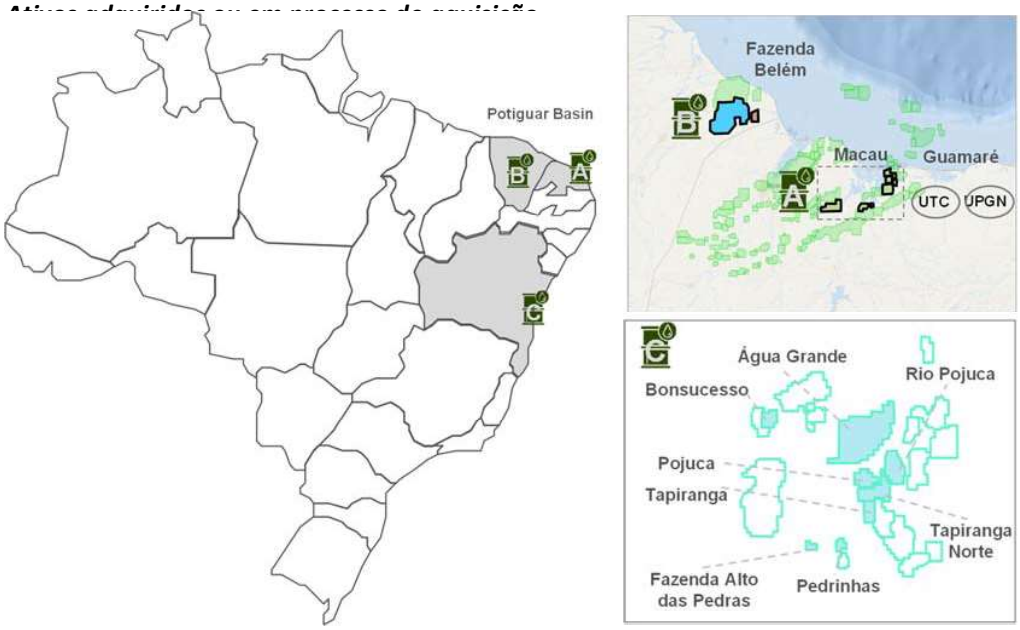
Com os ativos listados acima, a 3R Petroleum se posiciona entre um dos três principais produtores de petróleo em terra no Brasil, consolidando seu plano de negócios em ativos maduros com alta capacidade de incremento de fator de recuperação.

Reservas Certificadas

Considerando-se os ativos em processo de aquisição ou já adquiridos pela 3R Petroleum por meio de suas subsidiárias, os quais até o momento demandaram investimentos de aproximadamente R$ 676,8 milhões (já contemplando os ajustes de preço previstos no SPA do

Polo Macau), a Companhia certificou aproximadamente 68,2 milhões de barris de óleo equivalente em reservas provadas e prováveis (2P+2C), sendo as reservas contingentes (2C) unicamente condicionadas *(i)* à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP e *(ii)* à conclusão do processo de cessão dos direitos da concessão da Petrobras para a Companhia, para que possam ser reclassificadas como (2P), conforme relatórios emitidos em 04 de agosto de 2020. Deste montante, 30,4 milhões de (2P+2C) referem-se à participação na SPE 3R Petroleum S.A. ("SPE 3R") (certificados pela *DeGolyer & MacNaughton*), 25 milhões de (2P+2C) referem-se à participação na SPE Rio Ventura (certificados pela *GaffneyCline*) e 12,8 milhões referem-se à participação na SPE Fazenda Belém (certificados pela *GaffneyCline*). É importante destacar que aproximadamente 73% de tais reservas são classificadas como reservas provadas (1P) ou provadas contingentes às mesmas condições supracitadas (1C). Somando-se as parcelas remanescentes previstas no SPA do Polo Rio Ventura e no SPA do Polo Fazenda Belém, as obrigações de pagamento à Petrobras podem atingir aproximadamente US$ 116 milhões, incluindo cerca de US$ 43 milhões referentes a parcelas contingentes à recuperação do preço de referência do óleo (*Brent*).

Ativos adquiridos ou em processo de aquisição

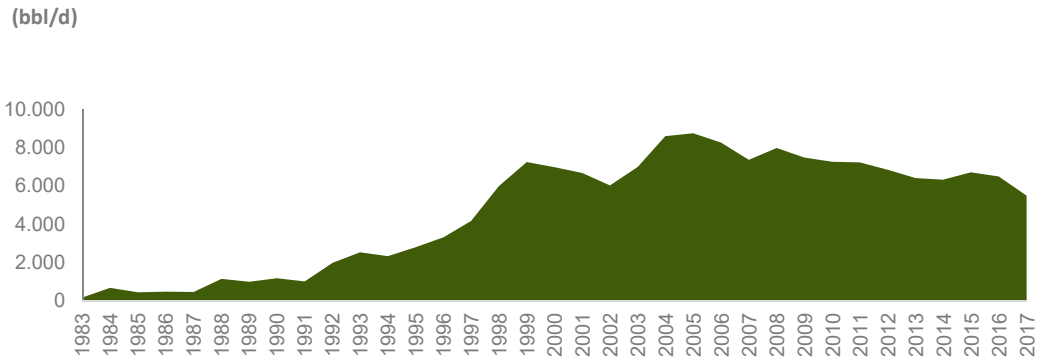


Polo Macau

Em 29 de maio de 2020, a Petrobras anunciou que finalizou a venda da totalidade da sua participação em seis campos terrestres de óleo e gás (*onshore*) e um marítimo em águas rasas (*shallow water*) do Polo Macau, localizados na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, para a SPE 3R, subsidiária da 3R Petroleum. O Polo Macau engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A Petrobras detinha 100% de participação em todas as concessões, com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual era operadora com 50% de participação, enquanto os 50% restantes são da Petrogal Brasil S.A.. A produção total atual de óleo e gás desses campos é de cerca de 5.000 barris de óleo equivalente por dia (boe/d).

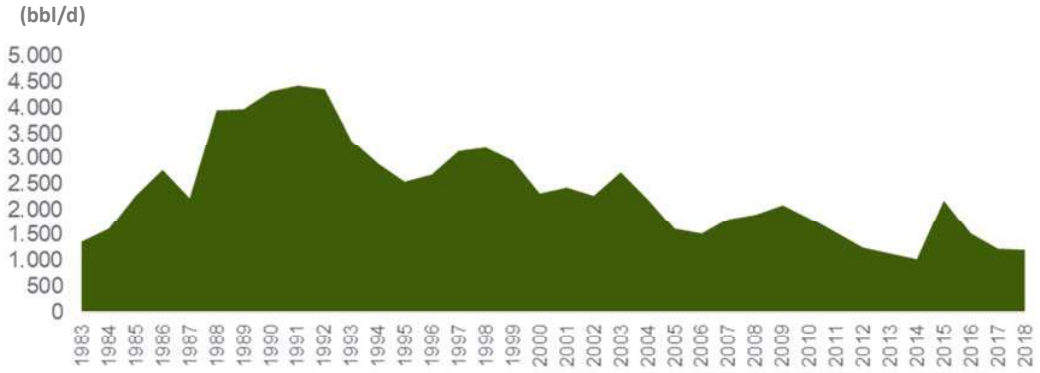
O pagamento foi dividido em duas parcelas: a primeira de US$ 48 milhões, pagos na assinatura do contrato em 09 de agosto de 2019 e os remanescentes US$ 143,1 milhões, abatidos da geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço, foram pagos após a aprovação da transferência da concessão pela ANP, em 29 de maio de 2020. Embora os contratos de concessão atuais das sete concessões tenham prazos até 2025, há possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos. A Companhia protocolará à ANP nos próximos 60 dias os novos planos de desenvolvimento, com a solicitação de extensão dos prazos da concessão até 2052, de acordo com nossa expectativa de produção economicamente viável e corroborada pela renomada consultoria *DeGolyer and MacNaughton* em seu relatório de certificação de reservas. De acordo com a certificadora, há ainda cerca de 47,9 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P+2C) no Polo Macau, conforme relatório emitido em 04 de agosto de 2020, sendo as reservas contingentes (2C) atreladas à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP.

Na figura abaixo, é possível observar que a produção histórica do Polo Macau já atingiu um pico de produção superior a 8.000 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 2004 e 2005.



Polo Fazenda Belém

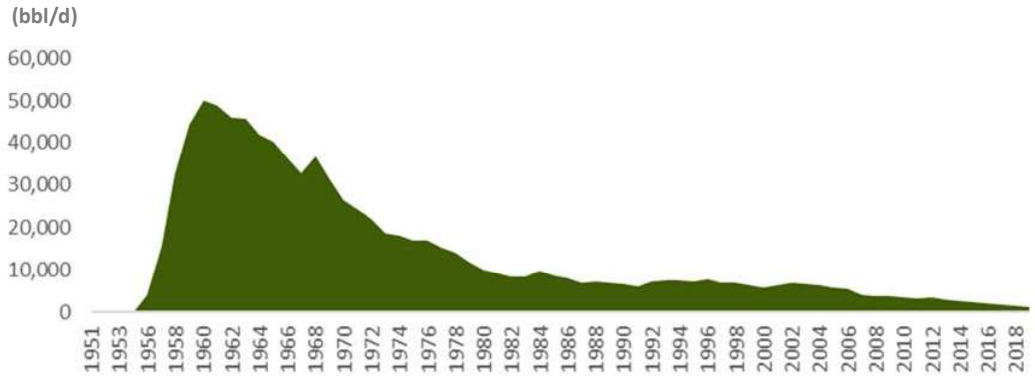
Em 14 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém, subsidiária integral da 3R Petroleum firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (*onshore*) de Fazenda Belém e Icapuí, o Polo Fazenda Belém, na bacia Potiguar, no Ceará. O valor da aquisição é de US$ 35,2 milhões. Desse montante, US$ 8,8 milhões equivalentes a R$ 48,0 milhões de reais foram pagos no dia da assinatura em 14 de agosto de 2020 e outros US$ 16,4 milhões serão quitados mediante fechamento da transação. Por fim, US$ 10 milhões serão pagos em doze meses após a conclusão da transação. A produção média do Polo Fazenda Belém de janeiro a maio de 2020 foi de aproximadamente 803 barris de óleo por dia. Assim como em Macau, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões por 27 anos adicionais, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP. As operações do polo Fazenda Belém iniciaram em 1980 e sua produção acumulada é de aproximadamente 31,6 milhões de barris até os dias atuais. De acordo com a certificação de reservas da renomada consultoria *Gaffney Cline*, há ainda cerca de 12,8 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P+2C), conforme relatório emitido em 04 de agosto de 2020, sendo as reservas contingentes (2C) unicamente atreladas *(i)* à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP e *(ii)* à conclusão do processo de cessão dos direitos da concessão sobre o Polo da Petrobras para a Companhia. Na figura abaixo, é possível observar que a produção histórica do Polo Fazenda Belém já atingiu um pico de produção superior a 4.500 bbl/dia entre 1990 e 1991.



Polo Rio Ventura

Em 21 de agosto de 2020, a SPE Rio Ventura, subsidiária integral da 3R Petroleum firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 8 campos terrestres (*onshore*) de Água Grande, Bonsucesso , Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o Polo Rio Ventura, na bacia Recôncavo, na Bahia. O valor da aquisição é de US$ 94,2 milhões, sendo (i) US$ 3,8 milhões pagos no dia da assinatura, em 21 de agosto de 2020; (ii) US$ 31,2 milhões no fechamento da transação; (iii) US$ 16 milhões que serão pagos em trinta meses após o fechamento da transação; e (iv) US$ 43,2 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados à recuperação do preço de referência do óleo (*Brent*). A produção média do Polo Rio Ventura de janeiro a maio de 2020 foi de aproximadamente 1.050 barris de óleo por dia e 33 mil m³ por dia de gás. Assim como nos demais polos, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões por 27 anos adicionais, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP. As operações do Polo Rio Ventura iniciaram em 1951 e sua produção acumulada é de aproximadamente 338 milhões de barris até os dias atuais. De acordo com a certificação de reservas da renomada consultoria *Gaffney Cline*, há ainda cerca de 25 milhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas, prováveis e contigentes (2P+2C), conforme relatório emitido em 04 de agosto de 2020, sendo as reservas contingentes (2C) unicamente atreladas *(i)* à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP e *(ii)* à conclusão do processo de cessão dos direitos da concessão sobre o Polo da Petrobras para a Companhia.

Na figura abaixo, é possível observar que a produção histórica do Polo Rio Ventura atingiu um pico de produção superior a 50.000 bbl/d entre 1961 e 1962.



Extensão dos Prazos de Concessão e Planos de Desenvolvimento

Conforme indicado pela ANP em seu *website*[1], há previsão de postergação dos prazos dos contratos de concessão. O documento necessário para fundamentar um pedido de extensão é um novo plano de desenvolvimento (PD), que deve ser apresentado no prazo de 180 dias após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, entendimento válido para contratos oriundos de todas as rodadas.

De acordo com o artigo 1º da Resolução nº 02/2016 do Conselho Nacional de Política Energética, as diretrizes para os contratos de concessão firmados por ocasião da Rodada Zero (que contemplam os campos que compõem o Polo Macau, o Polo Rio Ventura e o Polo Fazenda Belém) são:

- a prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão de prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original;
- as concessionárias interessadas na prorrogação de que trata o *caput* deverão submeter à aprovação da ANP o novo Plano de Desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados;

[1] *http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/prorrogacao-de-contratos*

- o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a vinte e sete anos.

A partir destas diretrizes, a 3R Petroleum vem trabalhando intensamente para protocolar o Plano de Desenvolvimento referente aos campos que compõem o Polo Macau ainda este ano, com a intenção de obter a postergação máxima prevista (27 anos), em consonância com a expectativa de produção economicamente viável retratada na certificação de reservas da *DeGolyer and MacNaughton*.

Transition Period do Polo Macau: Aspectos Operacionais e Financeiros

Após um processo de transição operacional de nove meses com a Petrobras, a 3R Petroleum assumiu a operação do Polo Macau em 29 de maio de 2020. Mesmo diante de um cenário desafiador em função da emergência sanitária causada pela pandemia de COVID-19, a assunção das operações ocorreu de maneira exitosa, sem interrupções na produção e observando um rigoroso protocolo de saúde em linha com as diretrizes estabelecidas pelos Ministério de Minas e Energia e Ministério da Saúde.

Todos os processos operacionais foram desenhados com o apoio do Bureau Veritas S.A. ("Bureau Veritas"), empresa referência em padrões de qualidade, certificação e especialização em HSE (Saúde, Segurança e meio Ambiente), e em conformidade com a legislação brasileira e normas exigidas pela ANP. Tais processos foram aplicados com o mais alto rigor em termos de segurança desde o primeiro dia de operação, permitindo a Companhia atuar de forma eficiente e segura, mitigando riscos de impactos em resultados operacionais e financeiros.

Previamente ao *closing* da operação do Polo Macau, a Petrobras apresentou, conforme previsto no Contrato de Compra e Venda (SPA), a geração de caixa do ativo desde 01 de abril de 2019 (*effective date*) até o fechamento da aquisição em maio de 2020 (*closing date*), para fins de ajuste de preço sobre o saldo a pagar pelo comprador. A tabela abaixo demonstra a conciliação do valor da aquisição, ajustada pelos termos previstos em contrato, resultando no montante total pago à Petrobras na data de fechamento.

		Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final	Valores apurados em reais para fins de ajuste no preço final	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 5,3707 para os valores apurados em dólares)
	Itens de Ajuste (01/04/19 a 28/05/20) conforme Contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	**Dólares mil**	**Reais mil**	**Reais mil**
A	(+) Valor total da aquisição ("*Consideration*", de acordo com o Contrato)	191.103		1.026.357
B	(-) Valor do adiantamento em dólar pago em reais (equivalente a R$ 185.078 Mil, à taxa de câmbio da época de 3,87) em 6 de agosto de 2019 ("*Deposit*", de acordo com o Contrato)	-47.776		-256.589
C	(+) Juros de Libor + 6% a.a. sobre o saldo devido à Petrobras	14.640		78.627
D	(-) Receita gerada pelo ativo		-379.492	-379.492
E	(+) Royalties		32.740	32.740
F	(+) Retenção de área		4.192	4.192
G	(+) Custos/Despesas Operacionais		60.722	60.722
H	(+) Impostos sobre o ativo		95.825	95.825
I	(+) Investimentos no ativo		14.421	14.421
J	**(=) Montante pago à Petrobras em 28 de maio de 2020**	**157.967**	**-171.592**	**676.802**

Vale destacar que nesse período de 424 dias, a geração de caixa foi de R$ 273 milhões, sem ajuste à taxa CDI (conforme estabelecido em contrato). A tabela abaixo detalha a geração de caixa operacional do Polo Macau.

	Itens Conforme Contrato de Compra e Venda para aquisição do Polo Macau	**Itens contábeis**	**01/04/19 - 30/06/20 Reais mil**
D	1. *Leakage Adjustment** (R$) (-)	Receita Líquida	379.492
F	a. *Taxes and government takes*	Retenção de área	-4.192
E	c. *Royalties*	Royalties	-32.740
	d. *Emergency Costs*	Custos emergenciais	-
G	e. *Operational Expenditures*	Custos/Despesas Operacionais (Opex)	-60.722
		(-) Resultado operacional de Macau	**281.838**
	(-) Adjustment rate	Correção a CDI	-7.853
		(-) Resultado Operacional Ajustado (sem correção pelo CDI)	**273.985**

O quadro abaixo demonstra o desempenho financeiro do ativo de Macau entre o segundo trimestre de 2019 e o segundo trimestre de 2020. Ao longo desse período, o ativo gerou um EBITDA acumulado de R$ 278 milhões, um acréscimo de R$ 5 milhões em relação ao quadro

acima, em função da inclusão do resultado financeiro de junho de 2020 (após o fechamento da transação).

(Em mil de reais)	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	Acumulado
FX (USD/BRL)	3,92	3,97	4,12	4,46	5,37	4,37
Brent (USD/bbl)	68,82	61,94	63,25	50,26	29,17	54,69
Produção (boe/d)	5.327	5.184	4.844	4.558	4.441	4.870,76
Óleo (bbl)	368.230	362.507	349.064	330.853	328.315	1.738.969
Óleo (bbl/d)	4.091	4.028	3.878	3.676	3.648	3.864,37
Gás (k m3)	17.705	16.568	13.832	12.640	11.369	72.114
Gás (m3/d)	197	184	154	140	126	160,25
Receita bruta	103,215	92,167	93,632	75,296	52,218	416,528
Óleo	99,320	88,950	90,857	72,758	51,005	402,889
Gás	3,895	3,218	2,775	2,538	1,213	13,639
Desconto no óleo	-5,935	-5,861	-5,879	-6,031	-7,150	-30,856
Desconto no óleo (USD/bbl)	4.11	4.08	4.09	4.09	4.05	4.09
Royalties	-9,156	-8,079	-7,106	-5,535	-4,385	-34,261
Receita líquida	88,125	78,227	80,647	63,729	40,683	351,410
OPEX	-13,813	-13,600	-13,472	-14,562	-16,997	-72,445
Retenção de área (*landowners*)	-1,213	-1,000	-872	-702	-378	-4,166
Custos/Despesas Operacionais (Opex Petrobras)	-12,600	-12,600	-12,600	-13,860	-16,619	-68,279
EBITDA	74,311	64,626	67,175	49,167	23,685	278,965
Margem EBITDA (%)	84.3%	82.6%	83.3%	77.1%	58.2%	79.4%
Total OPEX/BOE(USD/BOE)	7.35	7.34	7.51	7.96	7.92	
OPEX/BOE(USD/BOE)	6.71	6.80	7.02	7.58	7.74	

Processo de Capitalização da Companhia

A partir de 5 de agosto de 2019, a 3R Petroleum passou a ser controlada pelo fundo de investimento 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), cujo maior cotista é o Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII"). Tanto o FIP 3R como o SSSFII são veículos geridos pela Starboard Asset Ltda. ("Starboard Asset").

Para viabilizar o projeto de expansão da Companhia e permitir aquisição de ativos em desinvestimento pela Petrobras, a 3R Petroleum passou por um intenso processo de capitalização desde a mudança de controle. Em 29 de julho de 2019, a Companhia celebrou a escritura de primeira emissão privada de debêntures simples, no montante de R$ 27,16 milhões. Com o mesmo objetivo, a SPE 3R S.A ("SPE 3R"), controlada pela 3R Petroleum, celebrou a escritura de primeira emissão privada de debêntures conversíveis em ações, no montante de R$ 96.890 mi.

Em 10 de fevereiro de 2020, a 3R Petroleum recebeu um novo aporte de capital, com emissão de novas ações ordinárias, no montante total de R$ 142,5 milhões, realizado pelo *Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia*, que também é gerido pela Starboard Asset, o qual passou a deter 36,56% do capital social da Companhia.

Em 27 de abril de 2020, a SPE 3R celebrou a escritura de segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, para distribuição pública com esforços restritos, no montante de R$ 708,1 milhões e com data de vencimento em 27 de abril de 2025. Com esta captação, em 29 de maio de 2020, a SPE 3R adquiriu os campos do Polo Macau da bacia Potiguar (Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Porto Carão, Lagoa Aroeira e Sanhaçu).

Em 5 de junho de 2020, a DBO Energia S.A. converteu a totalidade das debêntures emitidas em 5 de agosto de 2019, passando a compor o quadro acionário da SPE 3R, com uma participação de 36,43%.

Reorganização societária da Companhia

Em 03 de agosto de 2020, os fundos de investimentos que controlam a Ouro Preto Óleo e Gás S.A. e a 3R Petroleum deliberaram, por meio de consultas formais aos seus cotistas, pela implementação da reorganização societária dos grupos, condicionada à ocorrência de Oferta Pública Inicial de Ações ("IPO"). A reorganização societária consiste, entre outras matérias:

(i) na incorporação da Companhia pela Ouro Preto Óleo e Gás S.A. e na aprovação dos percentuais a serem detidos por cada um dos acionistas após incorporação; e
(ii) na eleição do Conselho de Administração, Diretoria e Comitê de Auditoria da companhia

aberta, a qual será resultante da mencionada reorganização.

Além da reorganização societária, tais consultas formais também autorizaram à administração das companhias investidas e/ou à Gestora a realizar o IPO, bem como a adotar todas e quaisquer medidas e praticar todos os atos necessários à sua concretização perante os órgãos necessários.

Vale destacar que desde fevereiro de 2020, Ouro Preto é controlada pelo StarÔnix AG. ("StarÔnix"), entidade que por sua vez é controlada pelo Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII"), o principal cotista do FIP 3R.

Governança Corporativa

Desde sua fundação, a 3R Petroleum preza pelos valores que considera essenciais como integridade, excelência e respeito. Tais valores guiam a empresa para realização de suas atividades de maneira ética e com total cumprimento às leis.

A Governança Corporativa da 3R Petroleum está fundamentada nos valores e estratégia da Companhia e foi estruturada com base nos pilares definidos no Código Brasileiro de Governança Corporativa do IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa) de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, de modo a assegurar maior confiabilidade, fortalecer sua imagem perante seus *stakeholders*.

A partir da reorganização societária, a nova estrutura de Governança da 3R Petroleum será composta por órgãos deliberativos e executivos atuando de forma integrada e coordenada, e suas atribuições seguem as regras definidas pela B3, para o Novo Mercado, e o Estatuto Social da 3R Petroleum: (i) Assembleia Geral de Acionistas; (ii) Conselho de Administração; e (iii) Diretoria Executiva, já existentes; e (iv) Comitê de Auditoria; (v) Auditoria Interna; e (vi) Compliance, em fase de implementação.

(i) Assembleia Geral dos Acionistas: constitui o órgão social da Companhia, de caráter exclusivamente deliberativo.

(ii) Conselho de Administração (CA): O Conselho de Administração tem a função primordial de orientação geral dos negócios da Companhia, assim como de controlar e fiscalizar o

seu desempenho, cumprindo-lhe, especialmente além de outras atribuições que lhe sejam conferidas por lei ou pelo Estatuto Social. É composto por, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 11 (onze) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral ("Conselheiros"), com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição.

(iii) Comitê de Auditoria: É um órgão de assessoramento, vinculado ao Conselho de Administração, com autonomia operacional e orçamento próprio aprovado pelo Conselho de Administração e possui a atribuição de acompanhar as atividades da Auditoria Interna e da área responsável pelos controles internos da Companhia, bem como avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia para desenvolvimento de ações que promovam redução de riscos e ameaças. O órgão é responsável pela supervisão da qualidade e integridade dos relatórios financeiros, a aderência às normas legais, estatutárias e regulatórias, a adequação dos processos relativos à gestão de riscos, auditoria interna e controles internos e as atividades dos auditores independentes, bem como receber denúncias internas e externas à Companhia.

(iv) O Comitê de Auditoria é composto por, no mínimo, 3 (três) membros, eleitos pela maioria simples do Conselho de Administração, sendo que ao menos 1 (um) membro será conselheiro independente e que ao menos 1 (um) membro tenha reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária, sendo que o mesmo membro do Comitê de Auditoria pode acumular ambas as características.

(v) Auditoria Interna: Tem como missão prover ao Conselho de Administração, ao Comitê de Auditoria e à Diretoria Executiva avaliações independentes, imparciais e tempestivas sobre a efetividade do gerenciamento dos riscos e dos processos de governança, bem como a adequação dos controles internos e do cumprimento das normas e regulamentos associados às operações da Companhia e de suas controladas. A 3R Petroleum optou por implantar Auditoria Interna independente, por meio da contratação da empresa PP&C Auditores Independentes.

(vi) Diretoria: A Diretoria será composta por no mínimo 3 (três) e no máximo 7 (sete) membros, acionistas ou não, residentes no país, eleitos pelo Conselho de Administração, sendo designados um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e os demais diretores sem designação específica, com a permissão de acúmulo de mais de uma função.

(vii) A Diretoria é órgão executivo que responde pela gestão e operacionalização dos negócios da Companhia, de acordo com a Estratégia aprovada pelo Conselho de Administração.

(viii) Compliance: É a área responsável por promover, implementar e gerir o Programa de Integridade e o Canal de Denúncias da Companhia, estabelecendo as regras, procedimentos e diretrizes pertinentes, bem como definindo as ações necessárias para a perfeita disseminação (treinamentos periódicos e comunicação) e implantação do Programa. A área de Compliance da 3R Petroleum está ligada diretamente ao Conselho de Administração e se comunica com ele diretamente ou através do Comitê de Auditoria.

Segurança, Saúde e Meio Ambiente

A 3R Petroleum iniciou suas primeiras operações no estado do Rio Grande do Norte no dia 29 de maio de 2020, em meio à atual pandemia de COVID-19. Desde então, atuamos com total segurança, seguindo os mais estritos protocolos de segurança relacionados à pandemia e nossos processos operacionais, que foram desenhados em parceria com consultoria especializada Bureau Veritas.

Toda atuação da Companhia é baseada em boas práticas de governança corporativa, sustentabilidade e preservação do meio ambiente e responsabilidade social. Em nosso portfólio de projeto sustentáveis, podemos citar a reativação de três aerogeradores instalados no Polo Macau e o projeto de captação de gás natural em poços e em instalações de superfície, de modo a minimizar a combustão de gás no *flare* ou sua ventilação à atmosfera. Ambos estão em fase de contratação de serviços, sendo o primeiro de manutenção e o segundo de engenharia básica.

AGRADECIMENTOS

A 3R Petroleum agradece aos seus acionistas, fornecedores, parceiros e membros do Conselho de Administração pela confiança na gestão da Companhia e, em especial, à equipe de colaboradores pelo empenho no desenvolvimento de suas atividades e na construção desta operadora de óleo e gás independente no Brasil. Por fim, agradecemos às comunidades em torno a nossas operações e aos seus representantes.

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores
3R Petroleum e Participações S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução
Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da 3R Petroleum e Participações S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2020, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e com a norma internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board - IASB*. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis, e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, consequentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34, emitida pela *IASB* e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

- **Outros assuntos - Demonstração do valor adicionado**
As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins da IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2020

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Bruno Bressan Marcondes
Contador CRC RJ-112835/O-7

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

3R Petroleum e Participações S.A.

Balanço patrimonial em 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019

(Em mil de reais)

		Controladora		Consolidado	
Ativo	**Nota**	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Ativo circulante					
Caixa e equivalente de caixa	5	1.396	209	20.165	3.903
Investimentos financeiros	6	146.938	-	146.938	33.378
Contas a receber de clientes	7	-	-	26.254	-
Adiantamentos a fornecedores		184	120	691	812
Custo de transação a apropriar	8	-	-	-	8.575
Impostos a recuperar	9	1.070	-	4.941	-
Despesas antecipadas		258	-	364	-
Outros ativos		7	-	23	-
Total do ativo circulante		**149.853**	**329**	**199.376**	**46.668**
Ativo não circulante					
Impostos a recuperar	9	-	-	69	456
Imposto de renda e contribuição previdenciária diferidos	10	-	-	4,157	-
Seguro fiança a apropriar		-	-	-	25
Adiantamentos para cessão de blocos	12	-	-	-	185.078
Ativo imobilizado	13	-	-	136.152	49
Ativo intangível	14	92	-	858.069	-
Investimento	11	122.249	132.034	-	-
Arrendamento mercantil	20	-	-	1.391	-
Total do ativo não circulante		**122.341**	**132.034**	**999.838**	**185.608**
Total do ativo		**272.194**	**132.363**	**1.199.214**	**232.276**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

3R Petroleum e Participações S.A.

Balanço patrimonial em 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019

(Em mil de reais)

		Controladora		Consolidado	
Passivo	**Nota**	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Fornecedores a pagar		189	17	1.360	112
Debêntures	17	14.814	4.699	24.734	17.797
Derivativos	18	-	-	11.585	-
Partes relacionadas		-	3	-	-
Encargos trabalhistas		97	2	1.320	426
Impostos a recolher	15	2.292	9	12.693	42
Provisão para pagamento de royalties		-	-	1.990	-
Arrendamento mercantil	20	-	-	415	-
Outras obrigações	16	2.744	8.755	2.744	8.725
Total do passivo circulante		**20.136**	**13.485**	**56.841**	**27.102**
Debêntures	17	14.410	23.488	676.493	109.628
Impostos a recolher	15	-	-	-	10
Provisão para abandono	19	-	-	136.040	-
Passivo de arrendamento	20	-	-	1.005	-
Outras obrigações	16	1	-	1	146
Total do passivo não circulante		**14.411**	**23.488**	**813.539**	**109.784**
Patrimônio líquido					
Capital social	21	234.458	86.129	234.458	86.129
Reserva de capital	21	35.613	32.737	35.613	32.737
Lucros (prejuízos) acumulados	21	(32.424)	(23.476)	(32.424)	(23.476)
Patrimônio líquido atribuível aos proprietários da Companhia		**237.647**	**95.390**	**237,647**	**95.390**
Participação de acionistas não controladores	21	-	-	91,187	-
Total do patrimônio líquido		**237,647**	**95.390**	**328,834**	**95.390**
Total do passivo e patrimônio líquido		**272.194**	**132.363**	**1.199.214**	**232.276**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

3R Petroleum e Participações S.A.

Demonstrações do resultado para os períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019

(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

		Controladora				Consolidado			
	Nota Explicativa	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Receita líquida	23	-	-	-	-	20.076	-	20.076	-
Custo dos produtos vendidos	24	-	-	-	-	(6.898)	-	(7.272)	-
Lucro (prejuízo) bruto		**-**	**-**	**-**	**-**	**13.178**	**-**	**12.804**	**-**
Despesas operacionais									
Despesas gerais e administrativas	24	(1.441)	(9)	(5.148)	(21)	(10.332)	(9)	(19.560)	(21)
Despesas tributárias	24	(138)	-	(379)	-	(1.264)	-	(1.826)	-
Outras despesas e receitas operacionais		(4)	-	(4)	-	(113)	-	(168)	-
		(1.583)	**(9)**	**(5.531)**	**(21)**	**(11.709)**	**(9)**	**(21.554)**	**(21)**
Participação no prejuízo de controlada		(6.983)	-	(9.785)	-	-	-	-	-
Resultado antes da receitas (despesas) financeiras líquidas		**(8.566)**	**(9)**	**(15.316)**	**(21)**	**1.469**	**(9)**	**(8.750)**	**(21)**
Receitas (despesas) financeiras liquidas									
Resultado financeiro	25	3.280	-	9.121	-	27.443	-	38.281	-
Despesas financeiras	25	(612)	-	(1.168)	-	(44.670)	-	(46.755)	-
		2.668	**-**	**7.953**	**-**	**(17.227)**	**-**	**(8.474)**	**-**
Prejuízo antes do imposto e contribuição social		**(5.898)**	**(9)**	**(7.363)**	**(21)**	**(15.758)**	**(9)**	**(17.224)**	**(21)**
Imposto de renda e contribuição social correntes		(634)	-	(1.585)	-	(634)	-	(1.584)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	-	-	-	4.157	-	4.157	-
Prejuízo líquido do período		**(6.532)**	**(9)**	**(8.948)**	**(21)**	**(12.235)**	**(9)**	**(14.651)**	**(21)**
Prejuízo líquido atribuído a:									
Proprietários da Companhia		(6.532)	(9)	(8.948)	(21)	(12.235)	(9)	(8.948)	-
Participação de acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(5.703)	-
Prejuízo líquido do período		**(6.532)**	**(9)**	**(8.948)**	**(21)**	**(12.235)**	**(9)**	**(14.651)**	**(21)**
Lucro básico e diluído por ação (em R$ por ação)						**(90,22)**	**(1,52)**	**(123,04)**	**(3,54)**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

3R Petroleum e Participações S.A.

Demonstrações do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019

(Em Milhares de Reais)

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Prejuízo líquido do período	**(6.532)**	**(9)**	**(8.948)**	**(21)**	**(12.235)**	**(9)**	**(14.651)**	**(21)**
Transações com pagamentos baseados em ações	-	-	2.876	-	-	-	2.876	-
Total do resultado abrangente do período	**(6.532)**	**(9)**	**(11.824)**	**(21)**	**(12.235)**	**(9)**	**(17.527)**	**(21)**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

3R Petroleum e Participações S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019

	Capital social	Reserva de capital	Prejuízos acumulados	Total do patrimônio líquido	Participação de acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido
Saldo em 1º de Janeiro de 2019	**6.038**	**-**	**(278)**	**5.760**	**-**	**5.760**
Prejuízo líquido do período	-	-	(21)	(21)	-	(21)
Saldo em 30 junho de 2019	**6.038**	**-**	**(299)**	**5.739**	**-**	**5.739**
Saldo em 1º de janeiro de 2020	**86.129**	**32.737**	**(23.476)**	**95.390**	**-**	**95.390**
Aporte de capital	148.329	-	-	148.329	-	148.329
Transações com pagamentos baseados em ações	-	2.846	-	2.876	-	2.876
Prejuízo líquido do período	-	-	(8.948)	(8.948)	(5.703)	(14.651)
Conversão de debêntures conversíveis	-	-	-	-	96.890	96.890
Saldo em 30 de junho de 2020	**234.458**	**35.613**	**(32.424)**	**237.647**	**91.187**	**328.834**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

3R Petroleum e Participações S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019

(Em Milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	30/06/2019	30/06/2020	30/06/2019
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Prejuízo líquido do período	**(8.948)**	**(21)**	**(14.651)**	**(21)**
Ajustes de:				
Participação no prejuízo de controlada	9.785	-	-	-
Juros sobre debêntures	557	-	10.477	-
Juros sobre provisão para abandono	-	-	630	-
Atualização monetária de debêntures	480	-	12.647	-
Ajustes ao valor justo - Hedge	-	-	11.585	-
Reversão de juros de debênture convertida em ação	-	-	(2.348)	-
Provisões de outras contas a pagar	-	-	1.990	-
Amortização e depreciação	5	1	4.560	1
Despesa de pagamento baseado em ações	2.876	-	2.876	-
Juros de aplicações financeiras	(8.153)	-	(15.085)	-
Variação em ativos e passivos				
Adiantamentos a fornecedores	(64)	-	121	-
Contas a receber de clientes	-	-	(26.254)	-
Impostos a recuperar	(1.070)	-	(8.711)	-
Direito de uso	-	-	(1.518)	-
Outros ativos	(266)	-	1.034	-
Contas a pagar	172	-	1,248	-
Outros custos	-	-	968	-
Outros impostos a pagar	2.283	(1)	12.641	(1)
Encargos trabalhistas	94	-	894	-
Provisões e outros passivos	(6.012)	(20)	(6.100)	(20)
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	**(8.261)**	**(41)**	**(13.176)**	**(41)**
Resultado da operação com derivativos				
Aplicações financeiras	(138.785)	-	(98.475)	-
Aquisição de ativo imobilizado	-	-	(1.346)	-
Aquisição de ativo intangível	(97)	-	(676.899)	-
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	**(138.882)**	**-**	**(776.720)**	**-**
Juros arrendamento mercantil	-	-	126	-
Custos de transação	-	-	(49.506)	-
Debêntures	-	-	707.209	-
Aumento de capital	148.329	-	148.329	-
Caixa líquido das atividades de financiamentos	**148.329**	**-**	**806.158**	**-**
Aumento (diminuição) no caixa e equivalentes de caixa do período	**1.187**	**(41)**	**16.262**	**(41)**
Variação do caixa e equivalentes de caixa do período:				
Caixa e equivalentes no início do período	209	99	3.903	99
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	1.396	58	20.165	58
Aumento (diminuição) no caixa e equivalentes de caixa do período	**1.187**	**(41)**	**16.262**	**(41)**

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

3R Petroleum e Participações S.A.

Demonstrações do valor adicionado para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019 June 30, 2020 and 2019

(Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**30/06/2019**	**30/06/2020**	**30/06/2019**
Receitas	-	-	**18.961**	-
Vendas de mercadorias, produtos e serviços	-	-	20.076	-
Resultado de operações com instrumentos financeiros derivativos	-	-	(1.115)	-
Insumos adquiridos de terceiros	**2.401**	-	**24.475**	-
Custos de produtos, mercadorias e serviços vendidos	-	-	1.447	-
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	2.401	-	23.028	-
Valor adicionado bruto	**(2.401)**		**(5.514)**	
Depreciação e amortização	5	-	4.073	-
Valor adicionado líquido gerado	**(2.406)**	-	**(9.587)**	-
Valor adicionado recebido em transferência	-	-	28.987	-
Resultado da equivalência patrimonial	(9.785)	-	-	-
Receitas financeiras	9.120	-	-	-
Valor adicionado total a pagar	**(3.071)**	-	**19.400**	-
Distribuição do valor adicionado	**(3.071)**	-	**19.400**	-
Com pessoal	**2.875**	-	**7.735**	-
Remuneração direta	2.875	-	7.018	-
Benefícios	-	-	572	-
FGTS	-	-	145	-
Impostos, taxas e contribuições	**1.964**	-	**184**	-
Federais	1.964	-	71	-
Estaduais	-	-	2	-
Municipais	-	-	111	-
Remuneração de capitais de terceiros	**1.038**	**21**	**26.132**	**21**
Juros	1.038	-	23.962	-
Aluguéis	-	21	180	21
Outros	-	-	1.990	-
Remuneração de capital próprio	**(8.948)**	**(21)**	**(14.651)**	**(21)**
Prejuízo líquido do período	(8.948)	(21)	(5.703)	(21)
Participação de não controladores nos lucros retidos	-	-	(8.948)	-

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais.

Notas explicativas às informações financeiras trimestrais

1 Contexto operacional

A 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R Petroleum" ou "Companhia") é uma sociedade anônima de capital fechado instalada no município do Rio de Janeiro, na Praia de Botafogo, 440 - 13º andar, no bairro de Botafogo e tem como objeto social a participação e aquisição de novas empresas cuja atividade principal seja de exploração e produção de petróleo e gás natural, onshore ou offshore, com foco principal na revitalização de campos maduros.

A Companhia foi capitalizada no ano de 2019 com o propósito de adquirir ativos que, na opinião da Administração, têm um histórico recente de baixo investimento e grande potencial de aumento de produção. Neste sentido, adquiriu 7 (sete) concessões da Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") pelo valor de US$ 191.103 mil a ser pago em duas parcelas, sendo a primeira de 25% do valor total, paga à vista no dia 06 de agosto de 2019 (vide nota 12 - Adiantamento para cessão de blocos) e a segunda paga no fechamento, no dia 29 de maio de 2020, após a conclusão do processo de cessão de direitos da ANP, conforme detalhado na nota 14. A Companhia financiou essa compra através de aporte de capital e de emissão de debêntures (vide notas explicativas 11 e 17). A Companhia passou a ser a operadora desses blocos após a conclusão do processo de cessão de direitos da ANP.

Um dos pilares estratégicos para o gerenciamento de crescimento definiu que 3R Petroleum é a aquisição de novos ativos colocados à venda pela Petrobras e investimentos em campos maduros com reservas de petróleo abaixo de 50 milhões de barris e que produzem menos de 15 mil barris de petróleo por dia.

Estão previstos nos próximos anos o investimento em perfuração de poços produtores e injetores, além de investimentos em instalações com a finalidade de aumentar a capacidade de produção de hidrocarboneto das 7 concessões adquiridas.

2 Base para elaboração e apresentação das informações financeiras trimestrais

Declaração de conformidade (com relação às normas IFRS e às normas CPC)

As informações financeiras trimestrais foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP), nos termos dos pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC").

A emissão das informações financeiras trimestrais da Companhia para o período findo em 30 de junho de 2020, foi autorizada pela diretoria executiva em 28 de agosto de 2020.

Todas as informações relevantes às informações financeiras trimestrais, e somente as relacionadas a elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas pela Administração nas suas atividades.

Moeda funcional e de apresentação

Estas informações financeiras trimestrais estão apresentadas em Milhares de Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

Relação de entidades controladas

	Participação acionária %	
	06/30/2020	**31/12/2019**
SPE 3R Petroleum S.A.("SPE 3R")	63,57%	100%

Em junho de 2020, houve a conversão total de debêntures emitidas pela controlada SPE 3R, de acordo com a Instrumento Particular de Escritura de Primeira Emissão Privada de Debêntures Conversíveis em Ações, detidas pela DBO Energy S.A., no valor total de R$ 96.890 mil.
Não há restrições no acesso aos ativos da controlada para quitar passivos no nível da controladora.

3 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas informações financeiras trimestrais a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais/ podem divergir dessas estimativas. As estimativas e premissas são revisadas de forma continua. As variações nas estimativas são reconhecidas prospectivamente.

Julgamentos
As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas informações financeiras trimestrais estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

Incertezas sobre premissas e estimativas
As informações sobre incertezas relacionadas a premissas e estimativas em 30 de junho de 2020 que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo exercício estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

Nota 9 – Impostos a recuperar
Nota Explicativa 13 – Ativo imobilizado – Estimativa de abandono (julgamento quanto ao prazo de abandono)
Nota Explicativa 19 – Provisão para abandono (estimativa quanto ao valor do abandono)

Nota Explicativa 27 – *Stock options, Call options* e Pagamento baseado em ações (incerteza)

4 Principais políticas contábeis

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas informações financeiras trimestrais.

Normas adotadas em 1º de janeiro de 2020

Várias normas aditadas foram adotadas em 1º de janeiro de 2020, sem impacto significativo nas informações financeiras da Companhia.

Base de consolidação

Controladas
A Sociedade controla uma entidade quando está exposto aos retornos variáveis advindos de seu envolvimento com a entidade e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre a entidade. As demonstrações financeiras de controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que a Entidade obtiver o controle até a data em que o controle deixa de existir.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras das controladas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Participação de acionistas não controladores
A Companhia mensura a participação de não-controladores na proporção de sua participação nos ativos líquidos identificáveis da controlada.

Mudanças na participação da Companhia em uma controlada que não resultem em perda de controle são contabilizadas como transações no patrimônio líquido.

Perda de controle
Quando a Companhia perde o controle sobre uma controlada, a Companhia desreconhece os ativos e passivos e qualquer participação de não-controladores e outros componentes registrados no patrimônio líquido referentes a essa controlada. Qualquer ganho ou perda originado pela perda de controle é reconhecido no resultado. Se a Companhia retém qualquer participação na antiga controlada, essa participação é mensurada pelo seu valor justo na data em que há a perda de controle.

Investimentos em entidades contabilizados pelo método da equivalência patrimonial
Os investimentos da Companhia em entidades contabilizadas pelo método da equivalência patrimonial compreendem suas participações em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*).

Coligadas são aquelas entidades nas quais a Companhia, direta ou indiretamente, tenha influência significativa, mas não controle ou controle em conjunto, sobre as políticas financeiras e operacionais. Para ser classificada como uma entidade controlada em conjunto, deve existir um acordo contratual que permite a Companhia controle compartilhado da entidade e dá a Companhia o direito aos ativos líquidos da entidade controlada em conjunto, e não direito aos seus ativos e passivos específicos.

Tais investimentos são reconhecidos inicialmente pelo custo, o qual inclui os gastos com a transação. Após o reconhecimento inicial, as informações financeiras incluem a participação da Companhia no lucro ou prejuízo líquido do exercício e outros resultados abrangentes da investida até a data em que a influência significativa ou controle conjunto deixa de existir. Nas informações financeiras individuais da controladora, investimentos em controladas também são contabilizados com o uso desse método.

Transações eliminadas na consolidação
Saldos e transações intragrupo, e quaisquer receitas ou despesas não realizadas derivadas de transações intragrupo, são eliminados. Ganhos não realizados oriundos de transações com investidas registradas por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia na investida. Perdas não realizadas são eliminadas da mesma maneira de que os ganhos não realizados, mas somente na extensão em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

Transações com moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional da Companhia, utilizando-se a taxa de câmbio das datas de cada transação. Ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data do balanço. Ativos e passivos não monetários adquiridos ou contratados em moeda estrangeira são convertidos com base nas taxas de câmbio das datas das transações. Os ganhos e as perdas das diferentes taxas de câmbio utilizadas na conversão são reconhecidos na demonstração de resultados.

Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor.

Aplicações financeiras

Estão representadas por aplicações financeiras de curto prazo, com alta liquidez, sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor, que são prontamente conversíveis em caixa. As aplicações financeiras são instrumentos financeiros considerados como de baixo risco.

Contas a receber de clientes

A Companhia realizou o estudo prospectivo de seu contas a receber e concluiu que os efeitos da expectativa de perda são imateriais, devido a Companhia possuir um único cliente (Petrobras) no qual, apresenta risco de crédito irrelevante. Portanto, não há provisão para perdas esperadas do saldo de contas a receber.

As provisões para perdas com contas a receber de clientes são mensuradas a um valor igual à perda de crédito esperada para a vida inteira do instrumento. Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, A Companhia considera informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica da Companhia, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*). A Companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente se este estiver com mais de 30 dias de atraso.

Impostos a recuperar

Os impostos a recuperar originaram-se de retenções na fonte sobre rendimento das aplicações financeiras e imposto de renda e contribuição social antecipados da Companhia. A Companhia tem o procedimento de recuperar o máximo possível dos tributos dentro do mesmo exercício social, respeitadas as exigências legais.

Arrendamento mercantil

A Companhia adota as isenções de reconhecimento previstas na norma para arrendamentos de curto prazo e de baixo valor.

A seguir são apresentadas informações sobre o reconhecimento e mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos mercantis utilizados pela Companhia:

Reconhecimento
O passivo de arrendamento é inicialmente mensurado ao valor presente, descontado pela taxa de juros nominal incremental de empréstimo da Companhia, líquido dos seguintes efeitos:

a. Pagamentos de arrendamentos variáveis baseados em índice ou taxa;
b. Valores pagos pelo arrendatário sob garantias de valores residuais;

c. Preço de exercício de uma opção de compra se o arrendatário estiver razoavelmente certo de que irá exercer a opção;
d. Pagamento de multas por rescisão de arrendamento se os termos contratuais contemplarem o exercício da opção por parte do arrendatário.

Os ativos de direito de uso são mensurados de acordo com os itens a seguir:

a. O valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento;
b. Quaisquer pagamentos de arrendamentos feitos na data inicial ou antes dela menos quaisquer incentivos de arrendamento recebidos; e
c. Quaisquer custos diretos iniciais.

Os pagamentos dos arrendamentos de curto prazo, assim como dos arrendamentos de bens de baixo valor, são reconhecidos no resultado como custo ou despesa, pois de acordo com a norma são isentos de tratamento como arrendamento.

Determinação do prazo do arrendamento

Ao determinar o prazo do arrendamento, a Administração considera todos os fatos e circunstâncias que criam um incentivo econômico para o exercício de uma opção de prorrogação ou de rescisão de um contrato de arrendamento. As opções de prorrogação (ou períodos após as opções de extinção) são incluídas no prazo do arrendamento somente quando há certeza razoável de que o arrendamento será prorrogado (ou não será extinto).
Essa avaliação é revisada caso ocorra evento ou mudança significativa nas circunstâncias que afete tal avaliação e que esteja sob o controle da arrendatária. Durante o exercício corrente, o efeito financeiro da revisão dos prazos de arrendamentos a fim de refletir o efeito do exercício das opções de prorrogação estão demonstradas em nota explicativa 20.

Receita de contrato com clientes

O CPC 47 (*IFRS* 15) estabelece uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida e por quanto a receita é mensurada. De acordo com o CPC 47 (*IFRS* 15), a receita é reconhecida quando o cliente obtém o controle dos bens ou serviços.

As receitas da Companhia são oriundas de vendas de petróleo e gás. A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente e é reconhecida se: (i) os riscos e benefícios significativos inerentes a propriedade dos bens forem transferidos para o comprador; (ii) for provável que benefícios econômicos financeiros fluirão para a Companhia; (iii) os custos associados e a possível devolução de produtos puderem ser estimados de maneira confiável; (iv) não haja envolvimento continuo com os produtos vendidos; e (v) o valor da receita possa ser mensurado de forma confiável. A receita é mensurada liquida de devoluções e descontos comerciais, quando aplicável.

Ativo imobilizado

Reconhecimento e mensuração

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição, deduzido da depreciação acumulada e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. A depreciação dos bens é calculada de acordo com o método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de petróleo e gás.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos (*successful efforts method of accounting*).

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado quando incorridos.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associados ao poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de empregados, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Se reservas comerciais não são encontradas, o poço exploratório é baixado do resultado. Quando reservas são encontradas, o custo é mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, sejam concluídas.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da Administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não seja confirmada, esses custos são baixados na demonstração de resultados. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são capitalizados para “Ativos de Petróleo e Gás”.

Na fase de desenvolvimento, as inversões para construção, instalação e infraestrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento malsucedidos) são capitalizados como “Ativos de Petróleo e Gás”.

Os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas de produção são estimados e registrados como parte dos custos desses ativos, em contrapartida à provisão que suportará tais gastos, tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área. Essa provisão é apresentada como ativo imobilizado em contrapartida ao passivo exigível a longo prazo. As estimativas dos custos com abandono são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, descontadas a taxa livre de risco ajustada pelo risco país. As estimativas de custos com abandono são revistas anualmente ou quando há indicação de mudanças relevantes, com a consequente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos. A provisão é atualizada mensalmente em base pro-rata considerando-se a taxa de desconto livre de risco ajustada com a qual foi descontada em contrapartida a uma despesa financeira.

Custos de empréstimos, quando aplicáveis, diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído

para fins de uso ou venda são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa no período em que são incorridos.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho e perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado do exercício em que o ativo for baixado.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Depreciação

Os "Ativos de Petróleo e Gás", incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas, são depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de petróleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas. Para os ativos que beneficiarão toda a vida útil econômica do campo, como gasodutos e oleodutos, a depreciação é calculada considerando-se a produção do período e as reservas provadas totais (método das unidades produzidas).

O ativo imobilizado, com exceção dos gastos exploratórios capitalizáveis mencionados acima, é depreciado pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente.

Estes são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso ou, em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, de acordo com as taxas e critérios mencionados na Notas Explicativas nº 13.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de Balanço e ajustados caso seja apropriado. As vidas úteis estimadas do ativo imobilizado são as seguintes:

Máquinas e Equipamentos – 10 anos

Equipamentos de Informática – 5 anos

Móveis e utensílios – 10 anos

Estimativa de abandono

Para os ativos em produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos através do valor em uso empregando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, declínio na curva de produção,

câmbio na moeda norte-americana (US$), taxa de desconto, preço do barril, custos e investimentos são considerados no modelo de teste de *impairment*.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros. A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício (resultado financeiro líquido).

Redução a valor recuperável de ativos não financeiros

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou unidade geradora de caixa ("UGC") exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados dos seus valores presentes por meio da taxa de desconto antes de impostos, que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou UGC. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são reunidos ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo. Estes ativos são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a unidade geradora de caixa).

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes a UGCs são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC) e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma pro rata.

Ativo intangível

Reconhecimento e mensuração

Ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada, e quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

Gastos subsequentes

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os benefícios econômicos futuros incorporados ao ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos, incluindo gastos com ágio gerado internamente e marcas e patentes, são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

Amortização

A amortização de softwares e licenças e estudos ambientais é calculada utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens, líquido de seus valores residuais estimados. A vida útil estimada para esses ativos é de 5 anos. A amortização é geralmente reconhecida no resultado.

Os bônus de assinatura e gastos exploratórios são amortizados pelo método das unidades produzidas, considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas. Caso não sejam identificadas reservas de hidrocarbonetos economicamente viáveis, estes gastos são lançados no resultado.

Os métodos de amortização, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

Imposto de renda e contribuição social

Impostos sobre a receita

As receitas de vendas e serviços estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, às seguintes alíquotas básicas:

PIS	1,65%
COFINS	7,6%
ICMS:	18%

A receita é apresentada na demonstração de resultados, líquida desses valores.

Imposto de renda e contribuição social

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda (“IRPJ”) e a contribuição social (“CSLL”). O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para os lucros que excederem R$240 no período de 12 meses, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável,

reconhecidos pelo regime de competência. A adição de despesas temporariamente indedutíveis ao resultado, ou a exclusão do lucro, temporariamente não tributável, para apuração do lucro corrente tributável, gera impostos diferidos ativos ou passivos.

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os correspondentes valores usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício social são reconhecidas como despesa de imposto de renda diferido e contribuições previdenciárias. O imposto diferido não é reconhecido para:

i. diferenças temporárias sobre o reconhecimento inicial de ativos e passivos em uma transação que não seja combinação de negócios e que não afete a contabilidade tampouco o lucro ou prejuízo tributável;

ii. diferenças temporárias relacionadas a investimentos em controladas, afiliadas e joint ventures na extensão que a Companhia seja capaz de controlar o momento da reversão da diferença temporária e seja provável que a diferença temporária não será revertida em futuro previsível; e

iii. diferenças temporárias tributáveis decorrentes do reconhecimento inicial de ágio.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizadas, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Os lucros tributáveis futuros são determinados com base na reversão das diferenças temporárias tributáveis relevantes. Se o montante das diferenças temporárias tributáveis for insuficiente para reconhecer integralmente um ativo fiscal diferido, serão considerados os lucros tributáveis futuros, ajustados para a reversão das diferenças temporárias existentes, com base nos planos de negócio da controladora e suas controladas. Baseado nisso, a Companhia não havia reconhecido o ativo fiscal diferido relacionado a prejuízos fiscais e diferenças temporárias no exercício de 2019, uma vez que ainda não é provável que lucros tributáveis estejam disponíveis em um futuro próximo para que a Companhia possa usar seus benefícios ainda não registrados. Na controlada SPE 3R, foi registrado IRPJ/CSLL diferido ativo referente ao primeiro semestre de 2020 com base no parágrafo único do art. 1º da Instrução CVM nº 371 (vide nota explicativa 10).

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de elaboração das demonstrações financeiras e serão deduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que foram decretadas até a data do balanço, e refletem a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são registrados no ativo circulante ou não circulante de acordo com sua expectativa de realização.

As antecipações de impostos ou valores passíveis de compensação são registrados no ativo circulante ou não circulante de acordo com sua expectativa de realização.

Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultantes de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável.

O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás

Para os gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás, a Companhia, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com a norma internacional IFRS 6 - “Exploração e Avaliação de Recursos Minerais”.

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento do IAS 16 (CPC 27) forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

O IFRS 6 permite que a Administração defina sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. A Administração definiu sua política contábil para exploração e avaliação de reservas minerais considerando critérios que no seu melhor julgamento representam os aspectos do seu ambiente de negócios e que refletem de maneira mais adequada as suas posições patrimonial e financeira. Os principais critérios contábeis adotados são:

Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
Os gastos com perfuração de poços onde as avaliações de viabilidade não foram concluídas permanecem capitalizados no imobilizado até a sua conclusão. Gastos de perfuração de poços

exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os determinados como não viáveis ("dryhole") são registrados diretamente na demonstração de resultados na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás;
Outros gastos exploratórios que não relacionados ao bônus de assinatura são registrados na demonstração de resultados em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor.

Qualquer ganho e perda oriundo da baixa ou alienação de um ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor recebido, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

A Companhia apresenta, no seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Eles são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas totais quando entram na fase de produção.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de petróleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de redução ao valor recuperável (*impairment*), apresentados a seguir:

Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de impairment dos mesmos através do valor em uso empregando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil

estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, curva de produção, câmbio na moeda norte-americana, taxa de desconto, preço do barril, custos e investimentos são considerados no modelo de teste de *impairment*.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contratos com provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (nota explicativa 22). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, com ajustes dos valores do ativo e passivo, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como parte do custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício como parte do resultado financeiro líquido.

Instrumentos financeiros

Ativos financeiros

Um ativo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

No reconhecimento inicial, ativos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzidos dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais ativos, exceto por contas a receber de clientes que não contiverem componente de financiamento significativo.

Ativos financeiros são classificados e mensurados com base nas características dos fluxos de caixa contratual e no modelo de negócios para gerir o ativo, conforme segue:

- Custo amortizado: ativo financeiro (instrumento financeiro de dívida) cujo o fluxo de caixa contratual resulta somente do pagamento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais;

- Valor justo por meio do resultado: todos os demais ativos financeiros. Esta categoria geralmente inclui instrumentos financeiros derivativos.

- Ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes: Os ativos financeiros devem ser mensurados pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, se as duas condições a seguir forem atendidas. (a) o ativo financeiro é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é alcançado tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro dão origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que compreendem exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Passivos financeiros

Um passivo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

No reconhecimento inicial, passivos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais passivos, exceto por passivos financeiros mensurados a valor justo.

Passivos financeiros são classificados como mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, exceto em determinadas circunstâncias, que incluem determinados passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, como no caso dos instrumentos financeiros derivativos.

Quando passivos financeiros mensurados a custo amortizado tem seus termos contratuais modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do período.

Classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros

O CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48 é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e nas suas características de fluxos de caixa contratuais. O CPC 48 elimina as antigas categorias do CPC 38 de títulos mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. A adoção do CPC 48 não teve um efeito significativo nas políticas contábeis da Companhia relacionadas a passivos financeiros e instrumentos financeiros derivativos.

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia requerem a mensuração do valor justo dos ativos e passivos financeiros e não financeiros.

A Companhia estabeleceu uma estrutura de controle relacionada à mensuração do valor justo. Isso inclui uma equipe de avaliação que tem a responsabilidade geral de revisar todas as mensurações significativas de valor justo, incluindo os valores justos de Nível 3.

A equipe de avaliação revisa regularmente os dados materiais não observáveis e ajustes de avaliação. Se informação de terceiros, tais como cotações de corretoras ou serviços de preços, é utilizada para mensurar o valor justo, a equipe de avaliação analisa as evidências obtidas de terceiros para suportar a conclusão de que essas avaliações atendem os requisitos das normas CPC/IFRS, incluindo o nível na hierarquia de valor justo em que essas avaliações devem ser classificadas.

A Companhia usa dados observáveis de mercado, na medida do possível, ao mensurar o valor justo de um ativo ou passivo. Os valores justos são categorizados em diferentes níveis em uma hierarquia com base nas entradas usadas nas técnicas de avaliação, da seguinte forma:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados observáveis para ativos e passivos idênticos.
- Nível 2: insumos, exceto os preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente ou indiretamente.
- Nível 3: insumos para o ativo ou passivo que não estão baseados em dados de mercado observáveis (insumos não observáveis).

A Companhia reconhece as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo nas demonstrações financeiras no final do período no qual ocorreram as mudanças.

Informações adicionais sobre as premissas utilizadas para mensurar o valor justo estão incluídas na Nota 18.

Redução ao valor recuperável (impairment) de ativos financeiros

Em concordância com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas são mensuradas em uma das seguintes bases:

-Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e

-Perdas de crédito esperadas para toda a vida, ou seja, perdas de crédito de todos os eventos possíveis de inadimplência durante a vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira é aplicável se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração da perda de crédito para 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data-base. No entanto, a Companhia optou por sempre usar as perdas de crédito esperadas para a vida inteira para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo.

(c) Desreconhecimento

Ativos financeiros
O Grupo desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando o Grupo transfere os direitos contratuais de recebimento aos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os

riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

A Companhia realiza transações em que transfere ativos reconhecidos no balanço patrimonial, mas mantém todos ou substancialmente todos os riscos e benefícios dos ativos transferidos. Nesses casos, os ativos financeiros não são desreconhecidos.

Passivos financeiros
O Grupo desreconhece um passivo financeiro quando sua obrigação contratual é retirada, cancelada ou expira. O Grupo também desreconhece um passivo financeiro quando seus termos são modificados e os fluxos de caixa do passivo modificado são substancialmente diferentes. Neste caso, um novo passivo financeiro com base nos termos modificados é reconhecido pelo valor justo.

No desreconhecimento de um passivo financeiro, a diferença entre o valor contábil extinto e a contraprestação paga (incluindo ativos transferidos que não transitam pelo caixa ou passivos assumidos) é reconhecida no resultado.

Investimentos
Os investimentos são registrados pelo método da equivalência patrimonial nas informações financeiras trimestrais. Tais investimentos são reconhecidos inicialmente pelo custo, o qual inclui os gastos com a transação. Após o reconhecimento inicial, as informações financeiras trimestrais incluem a participação da Companhia no lucro ou prejuízo líquido do exercício e outros resultados abrangentes da investida até a data em que a influência significativa deixa de existir.

Pagamento baseado em ações
O valor justo na data de outorga dos acordos de pagamento baseado em ações concedidos aos empregados é reconhecido como despesas de pessoal, com um correspondente aumento no patrimônio líquido, durante o período em que os empregados adquirem incondicionalmente o direito aos prêmios. O valor reconhecido como despesa é ajustado para refletir o número de prêmios para o qual existe a expectativa de que as condições de serviço e de desempenho serão atendidas, de tal forma que o valor final reconhecido como despesa seja baseado no número de prêmios que efetivamente atendam às condições de serviço e de desempenho na data de aquisição (vesting date). Para os prêmios de pagamento baseado em ações que não contenham condições de aquisição ("*non-vesting conditions"*), o valor justo na data de outorga dos prêmios de pagamento baseado em ações é mensurado para refletir tais condições e não são efetuados ajustes posteriores para as diferenças entre os resultados esperados e os reais.

Demonstrações do valor adicionado ("DVA")

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das informações financeiras trimestrais e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma e as outras receitas), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições. Remuneração de capital de terceiros e remuneração de capital próprio.

Lucro por ação

O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no período.

Novas normas e interpretação ainda não efetivas

Uma série de novas normas ou alterações de normas e interpretações serão vigentes para os exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2020. O Grupo não as adotou na preparação destas demonstrações financeiras. Não se espera que as normas e interpretações a seguir tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras.

- Alterações nas referências à estrutura conceitual nas normas IFRS.
- Definição de um negócio (alterações no CPC 15/IFRS 3);
- Definição de materialidade (alterações no CPC 26/IAS 1 e CPC 23/IAS 8);
- IFRS 17 contratos de seguros.

5 Caixa e equivalentes de caixa

Os valores registrados nas contas de caixa e equivalentes de caixa referem-se aos valores mantidos em bancos.

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	31/12/2019	30/06/2020	31/12/2019
Bancos	1.396	209	20.165	3.903

6 Aplicações financeiras

As aplicações financeiras são registradas pelo valor de aquisição, acrescido dos rendimentos auferidos até a data dos balanços, os quais se aproximam de seu valor justo e não excedem o seu valor de mercado ou de realização. A composição das aplicações financeiras da Companhia é mostrada abaixo:

Aplicações financeiras	Indexadores	30/06/2020
Fundo de Investimento cambial - VIP	USD (Ptax)	45.930
Aplicações em operações compromissadas	CDI	101.008
		146.938

Aplicação financeira	Indexadores	31/12/2019
Fundo de investimento - soberano de renda fixa referenciado DI	CDI	10.261
Fundo de Investimento cambial – VIP	USD (Ptax)	9.611
Fundo de investimento - soberano de renda fixa referenciado DI	CDI	6.971
Fundo de Investimento cambial – VIP	USD (Ptax)	6.535
		33.378

7 Contas a receber de clientes

Referem-se aos valores a receber da Petrobras pela venda da produção de petróleo e gás do campo de Macau da bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte. A produção é vendida em sua

totalidade para a Petrobras, através de contratos *take or pay* de petróleo e gás com prazo de cinco anos da sua subsidiaria SPE 3R.

Em 30 de junho de 2020 e em 31 de dezembro de 2019, não existiam valores vencidos no contas a receber.

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Venda de gás	-	-	993	-
Venda de óleo	-	-	25.261	-
Total geral	**-**	**-**	**26.254**	**-**

O saldo em 30 de junho de 2020 é correlato ao faturamento da produção do mês de junho. A administração avaliou a perda esperada e determinou que não havia um valor de provisão significativo a ser reconhecido.

8 Custo de transação a apropriar

O saldo em 31 de dezembro de 2019 refere-se a custos de transação pagos anteriormente à emissão das Debêntures BTG (vide nota explicativa 17). Os valores foram reclassificados para a conta de debêntures, junto com o valor do principal em 28 de maio de 2020, quando do recebimento dos recursos da emissão das Debêntures BTG.

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Custo de transação a apropriar	-	-	-	8.575

9 Impostos a recuperar

A controlada tem aplicações financeiras com rentabilidade positiva que estão sujeitas ao imposto de renda retido na fonte, que podem ser utilizadas para compensar os impostos sobre a renda devidos no exercício corrente ou reembolsadas. Neste registro consta ainda valores referente a créditos de ICMS a recuperar e antecipações de IRPJ e CSLL realizadas em 2020.

	Controladora		Consolidado	
Impostos a recuperar	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
ICMS	**-**	**-**	39	**-**
Tributos retidos na fonte	966	**-**	968	386

PIS e COFINS	-	-	69	70
IRPJ e CSLL antecipados	104	-	3.934	-
Total	1.070	-	5.010	456
Total do ativo circulante	**1.070**	-	**4.941**	-
Total do ativo não circulante	-	-	**69**	**456**

10 Imposto de renda e contribuição previdenciária diferidos

O imposto diferido ativo reconhecido em 2019 é resultante de 34% da base de diferenças temporárias dedutíveis, no valor de R$ 4.157, constituído a partir da base de prejuízo fiscal da Companhia e respeitando o limite de lucro tributável de 30% ao ano, e o estabelecimento desse saldo está vinculado à expectativa de aproveitamento futuro.

10.1 Valores reconhecidos no resultado do exercício

	Controladora				**Consolidado**			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Despesa com imposto de renda e contribuição previdenciária corrente	(634)	-	(1.585)	-	(634)	-	(1.584)	-
Despesa do exercício corrente	(634)	-	(1.585)	-	(634)	-	(1.584)	-
Ajustes de exercícios anteriores								
Despesa com imposto de renda e contribuição previdenciária diferido	-	-	-	-	4.157	-	4.157	-
Diferenças temporárias								
Redução na alíquota de imposto	-	-	-	-	4.157	-	4.157	-
Total de despesas tributárias	**(634)**	**-**	**(1.585)**	**-**	**3.523**	**-**	**2.573**	**-**

As despesas tributárias excluem a despesa tributária das investidas registradas pelo método da equivalência patrimonial da Companhia a partir do segundo trimestre de 2020 no total de R$ 3.523 (R$ 0 no mesmo período de 2019), e a partir do primeiro semestre de 2020, no total de R$

2.573 (R$ 1.050 no mesmo período de 2019), que está incluído no resultado de equivalência patrimonial.

10.2 Reconciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora				Consolidado			
	04/01/2020 a 06/30/2020	04/01/2019 a 06/30/2019	01/01/2020 a 06/30/2020	01/01/2019 a 06/30/2019	04/01/2020 a 06/30/2020	04/01/2019 a 06/30/2019	01/01/2020 a 06/30/2020	01/01/2019 a 06/30/2019
Lucro antes dos imposto de renda e da contribuição social	(45.831)	(37.604)	(93.107)	(47.776)	(45.176)	(36.914)	(91.660)	(46.726)
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas efetivas	**15.583**	**12.785**	**31.656**	**16.244**	**15.360**	**12.551**	**31.164**	**15.887**
Despesas não dedutíveis	(9.234)	(12.785)	(33.241)	(6.459)	(11.837)	(12.551)	(28.592)	(15.887)
Equivalência patrimonial	(6.983)	-		(9.785)	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social correntes	(634)	-	(1.585)	-	(634)	-	(1.585)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	4.157	-	4.157	-
Alíquota efetiva	1%	0%	2%	0%	-8%	0%	-3%	0%

11 Investimento

Em 30 de junho de 2020 e dezembro de 2019, os investimentos da Companhia apresentavam a seguinte composição:

		Participação acionária %	
	Pais	30/06/2020	31/12/2019
SPE 3R	Brasil	63.57%	100%

A SPE 3R foi incorporada em19 de abril de 2019 com um aporte de R$ 2 mil. Visando a captação de recursos, a SPE 3R realizou sua primeira emissão privada de debêntures conversíveis em ações para a DBO Energia SA ("DBO") em 05 de agosto de 2019, no valor de R$ 96.890 mil. Essas debêntures foram convertidas em ações ordinárias em 5 de junho de 2020 (vide nota 17,

Debêntures DBO). Deste modo, a DBO passou a compor o quadro acionário da SPE 3R, com uma participação de 36,43%, de modo que a Companhia passou a deter os 63,57% remanescentes.

2020							
Não-controladora	**Participação**	**Ativo circulante**	**Ativos não-circulante**	**Passivo circulante**	**Passivo não circulante**	**Patrimônio Líquido**	**Prejuízo Líquido**
NCI	**36,43%**	18.041	319.673	13.372	291.122	91.187	5.703

A movimentação do investimento é conforme abaixo:

Saldo em 1 de janeiro de 2019	**-**
Aumento de capital	2
Saldo em 30 junho de 2019	**2**
Aumento de capital	142.498
Participação no prejuízo de controladas	**(10,466)**
Saldo em 31º de dezembro de 2019	**132.034**
Participação no prejuízo de subsidiárias	(9.740)
Saldo em 30 de junho de 2020	**122.294**

	Controladora		**Consolidado**	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Investimento na SPE 3R	122.249	132.034	-	-

12 Adiantamentos para cessão de blocos

Em 29 de maio de 2020, a SPE 3R finalizou a aquisição do Polo Macau. O Polo Macau engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A SPE 3R adquiriu 100% de participação em todas as concessões, com exceção da concessão de Sanhaçu, à qual adquiriu 50%.

O pagamento da aquisição se deu em duas parcelas, sendo a primeira de US$ 47.776 mil pagos na assinatura do Contrato de Venda e Compra em 06 de agosto de 2019 e a segunda, de US$ 143.103 mil pagos após a aprovação da transferência da concessão pela ANP em 28 de maio de 2020 (vide nota explicativa 14).

O saldo em 31 de dezembro de 2019 de R$ 185.078 representa a primeira parcela do preço pago. No encerramento da aquisição este valor foi reclassificado para o ativo intangível "Direitos cedidos" (vide nota explicativa 14).

13 Ativo imobilizado

	Consolidado		
Custo	**Imobilizado administrativo**	**Ativos de petróleo e gás**	**Total**
1 de janeiro de 2019	**-**	**-**	**-**
Adições	52	-	52
31 de dezembro de 2019	**52**	**-**	**52**
Adições	1.344	-	1.344
Abandono estimado para o Polo Macau	-	135.410	135.410
30 de junho de 2020	**1.396**	**135.410**	**136.806**
Depreciação acumulada			
1 de janeiro de 2019	-	-	-
Adições	(3)	-	(3)
31 de dezembro de 2019	**(3)**	**-**	**(3)**
Adições	(40)	(611)	(651)
30 de junho de 2020	**(43)**	**(611)**	**(654)**
Valor residual líquido			
31 de dezembro de 2019	**49**	**-**	**49**
30 de junho de 2020	**1.355**	**134.799**	**136.152**

14 Ativo intangível

	Controladora		Consolidado		
Custo	**Intangível administrativo**	**Total**	**Intangível administrativo**	**Direitos de petróleo e gás atribuídos**	**Total**
31 de dezembro de 2019	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Adições	97	97	97	861.881	861.978
30 de junho de 2020	**97**	**97**	**97**	**861.881**	**861.978**
Depreciação acumulada					
31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-
Adições	(5)	(5)	(5)	(3.904)	(3.909)
30 de junho de 2020	**(5)**	**(5)**	**(5)**	**(3.904)**	**(3.909)**
Valor residual líquido					
31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-
30 de junho de 2020	**92**	**92**	**92**	**857.977**	**858.069**

Em 28 de maio de 2020, a Companhia concluiu a aquisição do Polo Macau pelo valor de US$191.103 mil (vide nota explicativa 12). Conforme previsto no Contrato de Compra e Venda, a Petrobras apresentou no fechamento da transação o cálculo detalhado do ajuste de preço, apurado no período entre a data de vigência do contrato (data de assinatura), 01 de abril de 2019, até a data fechamento da transação na conclusão do processo de cessão da ANP. Este ajuste contempla (i) a subtração da geração de caixa do ativo do Polo Macau, corrigida diariamente pelo índice CDI e (ii) a adição de juros de Libor mais 6% ao ano sobre o saldo devido à Petrobras.

A tabela abaixo demonstra a conciliação do valor de R$ 676.802 mil pago à Petrobras no fechamento da transação, em 28 de maio de 2020, conforme previsto no Contrato de Compra e Venda do Polo Macau:

		Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final	Valores apurados em reais para fins de ajuste no preço final (*)	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 5,3707 para os valores apurados em dólares)
	Itens de ajuste (01/04/19 a 28/05/20) conforme Contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	**Dólares mil**	**Em milhares de reais (R$)**	**Em milhares de reais (R$)**
E	(+) Valor total da aquisição ("*Consideration*", de acordo com o Contrato)	191.103		1.026.357
B	(-) Valor do adiantamento em dólar pago em reais (equivalente a R$ 185.078 mil, à taxa de câmbio da época de R$3,87/U$S) em 6 de agosto de 2019.	(47.776)		(256.589)
C	(+) Juros de Libor + 6% a.a. sobre o saldo devido à Petrobras	14.640		78.627
N	(-) Receita gerada pelo ativo		(379.492)	(379.492)
R	(+) Royalties		32.740	32.740
F	(+) Retenção de área		4.192	4.192
O	(+) Custos/despesas operacionais		60.722	60.722
A	(+) Impostos sobre o ativo		95.825	95.825
I	(+) Investimentos no ativo		14.421	14.421
J	**(=) Montante pago à Petrobras em 28 de maio de 2020**	**157.967**	**(171.592)**	**676.802**

(*) Os valores apresentados nessa coluna formam parte integrante do contrato de compra e venda, e demonstrados assim pela vendedora, Petrobras, como o "ajuste" de preço de compra do grupo de ativos do Polo de Macau. Os valores são ajustados de acordo com o CDI a partir da data que foram gerados até 28 de maio de 2020.

No período de 01 de abril de 2019 a 28 de maio de 2020, o ativo Polo Macau gerou R$ 379.492 mil em receitas (item D acima) e incorreu em R$ 32.740 mil de Royalties (item E acima), R$ 4.192 mil de Retenção de área (item F acima) e R$ 60.722 mil de custos e despesas operacionais (G acima), obtendo um resultado operacional de R$ 281.838 mil, conforme apresentado pela Petrobras no ajuste de preço da aquisição (*Closing Consideration*, conforme contrato) e refletido na tabela acima. Desconsiderando o ajuste a taxa CDI, o ativo Polo Macau gerou R$ 369.123 mil em receitas (item D1 abaixo) e incorreu em R$ 31.799 mil de Royalties (item E1 abaixo), R$ 4.072 mil de Retenção de Área (item F1 abaixo) e R$ 59.267 mil de custos e despesas operacionais (item G1 abaixo), obtendo um resultado operacional de R$ 273.985 mil.

			Valores **considerando** o ajuste à taxa CDI, conforme contrato		Valores **desconsiderando** ajuste à taxa CDI	
Itens conforme contrato	**Itens**		**Em milhares de reais (R$)**		**Em milhares de reais (R$)**	
Leakage Adjustment	Receita líquida	N	379.492	D1	369.123	
Royalties	Royalties	R	(32.740)	E1	(31.799)	
Impostos e receitas do governo	Retenção de área	F	(4.192)	F1	(4.072)	
Operational Expenditures	Custos/Despesas Operacionais (Opex)	O	(60.722)	G1	(59.267)	
	(=) Geração de caixa do ativo	**B**	**281.838**	**L1**	**273.985**	

Abaixo apresentamos evolução trimestral do valor de R$ 273.985 (item L1 acima):

	Itens conforme contrato	**Itens**	**2T19**	**3T19**	**4T19**	**1T20**	**Abril/ Maio**	**Acumulado Petrobras sem ajuste CDI (A)**
D1	*Leakage Adjustment*	Receita líquida	97.281	86.306	87.753	70.369	27.414	**369.123**
E1	Royalties	Royalties	(9.156)	(8.079)	(7.106)	(5.535)	(1.923)	**(31.799)**
F1	Impostos e receitas do governo	Retenção de área	(1.214)	(1.000)	(872)	(702)	(284)	**(4.072)**
G1	*Operational Expenditures*	Custos/Despesas Operacionais (Opex)	(12.600)	(12.600)	(12.600)	(13.860)	(7.607)	**(59.267)**
		Depreciação e Amortização	-	-	-	-	-	**-**
L1		Geração de caixa do ativo	74.311	64.627	67.175	50.272	17.600	**273.985**

A tabela abaixo resume a redução final no preço devido ao ajuste apresentado no item J acima:

	(Em mil reais)	**Demonstração dos valores apurados em reais para fins de ajuste no preço final**
L1	**Geração de caixa do ativo**	**273.985**
E1	(-) Impostos sobre o ativo	(93.155)
F1	(-) Investimento no ativo	(14.067)
G1	(+) Ajustes a taxa CDI	4.829
	(=) Geração de caixa apurada para fins de ajuste de preço	**171.592**

As adições na conta do intangível (R$ 861.978) representam o montante total pago à Petrobras, contemplando a soma das duas parcelas a seguir:

	Em milhares de reais (R$)
Adiantamento para cessão de blocos (*deposit*) (conforme detalhado no item B da tabela acima)	185.078
Montante pago na data de fechamento (conforme item K da tabela acima)	676.802
Ativo intangível	**861.880**

15 Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a pagar

Com início da operação e exploração dos 7 campos do Polo Macau em 2020, a companhia passou a recolher a receita com base nos tributos sobre vendas efetuadas nestas áreas de produções, assim como acumulando despesas de imposto de renda. Em 30 de junho de 2020, o saldo a pagar está composto dos seguintes tributos:

	Controladora		Consolidado	
Obrigações tributárias	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Impostos retidos	299	5	415	18
PIS e COFINS a recolher	379	-	3,570	-
IRPJ e CSLL a recolher	1.608	-	3.783	-
ICMS a recolher	-	-	4.851	-
Outros impostos	6	4	74	34
Total do passivo circulante	2.292	9	12.693	52
Passivo circulante	**2.292**	**9**	**12.693**	**42**
Passivo não circulante	**-**	**-**	**-**	**10**

16 Outras contas a pagar

Em 30 de junho de 2020 o saldo de provisão de gastos administrativos refere-se a serviços de assessoria financeira devidos à Starboard Restructuring Partners Consultoria em Negócios Ltda. (“Starboard”) no montante de R$ 830 mil e Guanxi Participações S.A. pelo saldo remanescente (vide Nota 27).

	Controladora		Consolidado	
Outras contas à pagar	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Provisão para gastos administrativos	2.506	8.755	2.506	8.871
Provisão para seguros	238	-	238	-
Outras contas a pagar	1	-	1	-
Total	2.746	8.755	2.745	8.871
Passivo circulante	2.744	8.755	2.744	8.725
Passivo não circulante	1	-	1	146

17 Debêntures

Debêntures emitidas pela Companhia

Emissão de debêntures, de acordo com o Instrumento Particular de Escritura de Primeira Emissão Privada de Debêntures Conversíveis em Ações, com as seguintes características ("Debêntures XP"):

Valor total da emissão - R$27.160
Quantidade – 27.160.000
Espécie – Quirografária
Emissão – 5 de agosto de 2019
Vencimento - 4 de agosto de 2022
Pagamento de juros - *cash sweep* após o 18° mês

Em até 18 meses após a emissão, o emissor pode converter as debêntures em ações da Companhia sem causar diluição, mediante formalização do aumento de capital na mesma data. Caso as debêntures não sejam convertidas neste prazo, inicia-se uma *cash sweep*, após a Companhia ter pago todas as suas obrigações, investimentos e caixa mínimo. Além disso, após o prazo de 18 meses, a Companhia pode pré-pagar o valor total em aberto. Não existe definição de preço e quantidade de ações, e a Companhia, por sua própria vontade, poderá efetuar o pré-pagamento em dinheiro da debênture após o 18º mês da emissão. Por esta razão, foi considerada como um instrumento de dívida, e classificada no passivo.

Remuneração - Incidirão juros sobre o valor nominal, calculados com base na variação CDI, acrescida de 4,0% ao ano, acumulados desde a data de integralização das Debêntures até sua integral liquidação.

Debêntures emitidas pela controlada SPE 3R

1. Emissão de debêntures, de acordo com o Instrumento Particular de Escritura de Primeira Emissão Privada de Debêntures Conversíveis em Ações, com as seguintes características ("Debêntures DBO"):

Debenturista – DBO Energy S.A.
Valor total da emissão – R$96.890
Quantidade – 96.890
Espécie – Quirografária

Emissão – 5 de agosto de 2019
Vencimento – 4 de agosto de 2021
Pagamento de juros – no vencimento

Remuneração - Incidirão juros sobre o valor nominal, calculados com base na variação mensal da Taxa Referencial (TR) publicada pelo Banco Central, acrescida de 0,5% ao mês, acumulados desde a data de integralização das Debêntures até sua integral liquidação.

Conversibilidade em ações automaticamente no fechamento da aquisição da Macau ou 36 meses após a emissão, o que ocorrer primeiro. Em 5 de junho de 2020 as Debêntures DBO foram convertidas em ações da SPE 3R com a conclusão da aquisição da Macau.

2. Emissão de debêntures, de acordo com a Escritura da Segunda Emissão de Debêntures, não conversíveis em ações, simples, da espécie com Garantia Real, em Série Única com as seguintes características ("Debêntures BTG"):

Debenturista – Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor total da emissão - R$ 708.071
Quantidade – 708.071
Valor unitário – R$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão - 27 de abril de 2020.
Vencimento - 27 de abril de 2025
Pagamento de juros – Trimestral e mensal a partir do 25º mês
Garantia – alienação fiduciária de ações, alienação fiduciária de recebíveis, penhor de direitos decorrentes de contratos de concessão e penhor sobre produção de petróleo e gás
Amortização Antecipada – após o 24° mês da emissão, a empresa pode amortizar o valor em aberto de maneira total ou parcial

Conversibilidade em ações – As Debêntures são simples, ou seja, não conversíveis e não permutáveis de emissão da Emissora ou de terceiros.

Remuneração - O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. Os juros sobre o valor nominal atualizado serão cobrados a uma taxa de 15,00% ao ano.

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Passivo circulante				
Debêntures	12.750	3.672	12.750	14.422
Provisão despesa de Juros	2.064	1.027	11.984	3.375
Total do passivo circulante	**14.814**	**4.699**	**24.734**	**17.797**
Passivo exigível a longo prazo				
Debêntures	14.410	23.488	721.620	109.628
Provisão para despesa de atualização monetária	-	-	11.986	-
Custos de transação com debêntures	-	-	(57.113)	-
Total do passivo não circulante	**14.410**	**23.488**	**676.493**	**109.628**

Conciliação da movimentação patrimonial com os fluxos de caixa decorrentes das atividades de financiamento

	Controladora	
	30/06/2020	**31/12/2019**
Saldo inicial	**28.187**	**-**
Integralização de Debêntures XP	-	27.160
Juros pagos no período	557	443
Atualização monetária no período	480	584
Saldo final	**29.224**	**28.187**

	Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**
Saldo inicial	**127.425**	**-**
Variação dos fluxos de caixa de financiamento		
Emissão das debêntures XP	-	27.160
Emissão de Debêntures DBO	-	96.890
Emissão de Debêntures BTG	707.209	-
Custos de transação desembolsados relacionados as debêntures no período	(49.506)	-
Custos de transação reclassificados relacionados às debêntures no período (*)	(8.575)	-
Custos de transação apropriados	968	-
Juros pagos no período	10.477	2.791
Atualização monetária no período	12.467	584
Conversão de Debêntures DBO em ações da SPE 3R (principal)	(96.890)	-
Conversão de Debêntures DBO em ações da SPE 3R (juros)	(2.348)	-
Saldo final	**701.227**	**127.425**

(*) Em 2019 foram pagos R$ 8.575 mil de custos de transação anteriormente à emissão e integralização das debêntures contabilizados como custos de transação a apropriar. Os valores foram reclassificados para a conta de custo de transação no passivo junto com o valor do principal das debêntures (vide nota explicativa 8). A tabela abaixo mostra os principais custos de transação incorridos:

	30/06/2020
Comissão de reserva	18.078
Despesas com emissão	205
Despesas de liquidação	37
Despesas com distribuição	39.761
Custos de transação	**58.081**
Custos apropriados	(968)
Total	**57.113**

18 Instrumentos financeiros, e gerenciamento de risco

Classificação contábil e valores justos

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis e os valores justos dos ativos e passivos financeiros, incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo. Não inclui informações sobre o valor justo dos ativos e passivos financeiros não mensurados ao valor justo, se o valor contábil é uma aproximação razoável do valor justo.

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado				
Contas a receber	-	-	26,254	-
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado				
Fornecedores a pagar	189	17	1,360	112
Debentures	29,224	28,187	701,227	127,425
Partes relacionadas	-	3	-	-
Outras obrigações	2,744	8,755	2,744	8,725
Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado				
Derivativos (nível 2)	-	-	11,585	-
Caixa e equivalente de caixa (nível 2)	1,396	209	20,165	3,903
Aplicações financeiras (nível 2)	146,938	-	146,938	33,378

Para o cálculo do valor justo das Debêntures do BTG, a Companhia considerou que, desde a data de desembolso em 27 de maio de 2020 até a data base de 30 de junho de 2020, o seu risco de crédito não mudou materialmente. Desta forma, para o cálculo do valor justo, a Companhia descontou o fluxo de caixa das debêntures considerando a variação das taxas livres de risco em cada data.

Estimativa de valor justo das Debêntures do BTG

	05/27/2020	**06/30/2020**	**Diferença**
Duration (dias)	1.264	1.264	-
Juros	15%	15%	-
Valor justo	703.321	703.419	(99)

O Companhia estabeleceu uma estrutura de controle relacionada à mensuração de valor justo. Isso inclui uma equipe de avaliação que possui a responsabilidade geral de revisar todas as mensurações significativas de valor justo.

A equipe de avaliação revisa regularmente dados não observáveis significativos e ajustes de avaliação. Se informações de terceiros, tais como cotações de corretoras ou serviços de preços, é utilizada para

mensurar valor justo, a equipe de avaliação analisa as evidências obtidas de terceiros para suportar a conclusão de que tais avaliações atendem os requisitos dos CPC / IFRS, incluindo o nível na hierarquia do valor justo em que tais avaliações devem ser classificadas. Questões significativas de avaliação são reportadas para o Diretor Financeiro. Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (inputs) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma.

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.
- Nível 2: inputs, exceto preços cotados incluídos no nível 1, que são observáveis para ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3: inputs para ativos ou passivos que não são baseados em dados observáveis de mercado (inputs inobserváveis).

Instrumentos financeiros derivativos

No segundo trimestre de 2020, a Companhia realizou contratos de derivativos com objetivo oferecer cobertura (hedge) contra o risco de volatilidade dos preços do petróleo para as vendas esperadas de 2020. Em 30 de junho de 2020 o saldo de derivativos refere-se a operações de *Non-Deliverable Forward* ("NDF") para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*). Veja o resumo dos contratos abaixo:

		Valor de referência (Nocional) (R$ mil)		**Valor justo da posição NDF vendida de NDF (em R$ mil)**		**Provisão para perda na posição líquida ao valor justo (em R$ mil)**	
Instrumento	**Vigência**	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**	**30/06/2020**	**31/12/2019**
NDF Itaú 01	01/07/2020	8.526	-	(11.267)	-	(2.741)	-
NDF Itaú 02	03/08/2020	9.030	-	(11.300)	-	(2.270)	-
NDF Itaú 03	01/07/2020	4.511	-	(5.633)	-	(1.122)	-
NDF Itaú 04	03/08/2020	4.658	-	(5.650)	-	(992)	-
NDF Itaú 05	01/09/2020	4.793	-	(5.666)	-	(873)	-
NDF Itaú 06	01/07/2020	2.850	-	(3.380)	-	(530)	-
NDF Itaú 07	03/08/2020	2.930	-	(3.390)	-	(460)	-
NDF Itaú 08	01/09/2020	2.970	-	(3.400)	-	(430)	-
NDF Itaú 09	01/10/2020	2.996	-	(3.414)	-	(418)	-
NDF Itaú 10	01/07/2020	1.886	-	(2.253)	-	(367)	-
NDF Itaú 11	03/08/2020	1.948	-	(2.260)	-	(312)	-
NDF Itaú 12	01/09/2020	1.977	-	(2.267)	-	(290)	-
NDF Itaú 13	01/10/2020	1.992	-	(2.276)	-	(284)	-
NDF Itaú 14	02/11/2020	3.332	-	(3.430)	-	(98)	-
NDF Itaú 15	01/12/2020	3.343	-	(3.446)	-	(103)	-
NDF Itaú 16	04/01/2021	3.363	-	(3.463)	-	(100)	-
NDF Itaú 17	01/02/2021	3.385	-	(3.481)	-	(96)	-
NDF Itaú 01	01/03/2021	3.401	-	(3.500)	-	(99)	-
Total	-	67.891	-	(79.476)	-	**(11.585)**	**-**

Estrutura de gerenciamento de risco

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco.

As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. O Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

- Risco de credito;
- Risco de liquidez;
- Risco de mercado;

(i) Risco de crédito

Esse risco está relacionado principalmente ao caixa e equivalentes de caixa e ao contas a receber de clientes da Companhia. Todo o caixa e equivalentes de caixa da Companhia é mantidos em bancos de primeira linha no Brasil, com reconhecida liquidez, o que minimiza os riscos. A política de vendas da Companhia está diretamente associada ao nível de risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios. As vendas da Companhia estão substancialmente concentradas na Petrobras, que tem ratings Ba2, BB- e BB- atribuídos pela Moody's, Standard and Poor's e Fitch respectivamente. Sendo assim, a Administração considera o risco de inadimplência como insignificante e não espera dificuldades na realização de seus ativos. Todos os ativos financeiros da Companhia são de curto prazo ou menor que um ano.

(ii) Derivativos

Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras que possuem rating entre AA- e AA+, baseado na agência de rating de crédito.

(iii) Risco de liquidez

Isso representa o risco de escassez de caixa e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas. A Sociedade procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros. Esses valores são apresentados brutos e não descontados, e incluem o pagamento dos juros contratuais, quando aplicável:

31 de dezembro de 2019

	Controladora	Até 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	>5 anos
Passivos financeiros					
Contas a pagar	17	17	-	-	-
Debêntures	28.187	4.699	23.488	-	-

	Consolidado	Até 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	>5 anos
Passivos financeiros					
Contas a pagar	112	112	-	-	-
Debêntures	127.425	17.797	109.628	-	-
Outras obrigações	146	-	146	-	-

30 de junho de 2020

	Controladora	Até 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	>5 anos
Passivos financeiros					
Contas a pagar	189	189	-	-	-
Debêntures	29.224	14.814	14.410	-	-
Outras obrigações	2.745	2.744	1	-	-

	Consolidado	Até 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	>5 anos
Passivos financeiros					
Contas a pagar	1.360	1.360	-	-	-
Debêntures	701.227	24.734	676.493	-	-
Outras obrigações	2.745	2.744	1	-	-
Derivativos	11.585	11.585	-	-	-

(iv) *Risco de mercado*

São possíveis mudanças nos preços do mercado que podem afetar os fluxos de caixas futuros e/ou o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia. Os riscos de mercado são:

- Risco cambial;
- Riscos de taxa de juros;
- Risco de preço.

(v) *Risco cambial*

A Companhia possui debêntures indexada à variação cambial do dólar, conforme sua escritura de emissão (vide nota explicativa 16). Como os preços de petróleo e, portanto, uma parte significativa das receitas da Companhia, ela também é indexada ao dólar, a Administração da Companhia não faz

uso de instrumentos de derivativos para mitigar essa exposição por considerar que há proteção (hedge) natural com sua receita.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito aos impactos da variação no dólar estadunidense e o efeito no Patrimônio Líquido de 30 de junho de 2020 em três cenários: (i) Cenário Provável considerando a cotação de venda do dólar estadunidense publicada pelo Banco Central em seu site, em 26 de junho de 2020; (ii) Cenário II, considerando valorização de 10% sobre o preço do Cenário I; e (iii) Cenário III, considerando valorização de 20% sobre o preço do Cenário I.

Análise de sensibilidade - Efeito no valor justo

Operação	Risco	Cenário Provável (I)	Cenário II	Cenário III
		5,46	6,01	6,56
Debênture	Aumento do dólar	-	(72.912)	(145.823)
Investimentos financeiros	Diminuição do dólar	(110)	4.472	9.054
Derivativos	Aumento do dólar	28	(1.128)	(2.284)

(vi) *Risco de juros*

Este risco não é relevante, uma vez que a Companhia não está exposta ao risco de oscilações de juros, pois seus instrumentos financeiros são mensurados a custo amortizado.

(vii) *Risco de preços*

Os riscos de preços para a Companhia são provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos tiveram como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo (até 12 meses).

Em cumprimento a Política de Hedge da Companhia, exigida pelo seu principal credor, a Administração realizou operações de hedge nos primeiros seis meses de 2020. Como tais operações foram realizadas durante a recente crise ocasionada pela pandemia, obteve-se um preço médio de US$35,5 por barril, para uma parte da produção do Polo Macau. Em 30 de junho de 2020 os contratos oferecem cobertura para 200.000 barris que se espera que sejam vendidos ao longo de doze meses.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma variação no preço do Brent e o efeito no Patrimônio Líquido da marcação a mercado e liquidação dos contratos de NDF em três cenários: (i) Cenário Provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto; (ii) Cenário II, considerando valorização de 25% sobre os preços do Cenário I; e (iii) Cenário III, considerando valorização de 50% sobre os preços do Cenário I.

Quadro Demonstrativo de Análise de Sensibilidade - Efeito Na Variação do Valor Justo

		Cenário provável (I)	Cenário II	Cenário III
Preço do Brent (USD)		41,5	51,8	62,2
Funcionamento	NDF			
Risco	Aumento do Brent			
Valor justo das operações de NDF (*Non-Deliverable Forward*)		(11.585)	(34.159)	(66.926)

19 Provisão para abandono

A movimentação do saldo da provisão para abandono de poços está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2020	31/12/2019	30/06/2020	31/12/2019
Saldo inicial	-	-	-	-
Registro inicial da estimativa de abandono	-	-	135.410	-
Reversão de juros	-	-	630	-
Saldo final	-	-	**136.040**	-

O custo total estimado para o descomissionamento do Polo de Macau é de R$ 333.976 mil. Este valor refere-se a estimativa de custos associados ao abandono dos ativos no final das operações em 2052. Estes custos incluem o futuro desmantelamento e a remoção dos equipamentos de produção e a restauração da superfície do campo para uma condição ecológica similar àquela existente antes que a extração de petróleo e gás tivesse começado. Esta provisão refere-se às concessões do Polo de Macau, calculada a valor presente com uma taxa de desconto de 5,73% a.a.. No cálculo da provisão acima, foi considerado o recebimento adicional de US$ 13.388.000 (treze milhões, trezentos e oitenta e oito mil dólares americanos), a ser pago pela Petrobras à Companhia, à título de compartilhamento de custos de abandono de certos poços e plataformas que deverão ser descomissionados, conforme previsto no SPA com a Petrobras.

20 Arrendamento mercantil

Direito de uso – Ativo

		2020
Direito de uso	**Imovéis**	**Total**
Saldo 31/12/2019	-	-
Adições	1.517	1.517
Saldo em 30/06/2020	**1.517**	**1.517**
Depreciação*		
Saldo 31/12/2019	-	-
Adições	(126)	(126)
Saldo em 30/06/2020	**(126)**	**(126)**
Valor contábil		
Saldo em 31/12/2019	-	-
Saldo em 30/06/2020	1.391	1.391

Arrendamento a pagar – passivo

		2020
Passivos de arrendamento	**Imovéis**	**Total**
Saldo 31/12/2019	-	-
Adição	1.485	1.485
Juros do período	26	26
Contraprestações pagas	(91)	(91)
Saldo em 30/06/2020	1.420	1.420
Classificação		
Passivo circulante	415	415
Passivo não circulante	1.005	1.005

Imóveis – A Companhia possui contratos de arrendamento de propriedades utilizadas como escritórios administrativos, sendo o principal contrato de arrendamento referente ao aluguel do escritorio, com prazo remanescente de 48 meses. O valor reconhecido foi mensurado descontando os pagamentos mínimos contratuais restantes ao valor presente, utilizando a taxa de desconto média de 10,15 %.

Maturidade dos contratos

A Companhia apresenta no quadro abaixo a análise do vencimento dos passivos de arrendamento:

Vencimento das prestações	
2022	31/12/2022
Saldo dos passivos de arrendamento em 30/06/2020	1.420

21 Patrimônio líquido

Capital social

Em 06 de agosto de 2019 foi aprovado em Assembleia Geral, o aumento de capital no valor R$116.800 mil, emitindo 80.090.800 novas ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, emitidas ao preço de R$ 1,45834477, sendo R$ 1,00 por ação destinado ao capital social, e o excedente, R$ 0,45834477, destinado para reserva de capital.

Em 07 de fevereiro de 2020 foi aprovado em Assembleia Geral, o aumento de capital no valor de R$143.333 mil, emitindo 49.580.919 novas ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, emitidas ao preço de R$ 2,89089706. Em 10 de fevereiro de 2020 a Companhia recebeu um aporte de capital realizado pelo Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, que passou a deter 36,56% do capital social da Companhia.

Em 10 de fevereiro de 2020 foi aprovado em Assembleia Geral, o aumento de capital no valor de R$ 4.996 mil, emitindo 2.143.312 novas ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, emitidas ao preço de R$ 2,33083191.

Em 30 de junho de 2020, o capital social autorizado, subscrito e integralizado é de R$ 234.458 mil (R$ 86.129 mil em 31 de dezembro de 2019), e está representado por 135.607.557 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal (86.026.638 ações ordinárias em 31 de dezembro de 2019). Todas as ações dão direito ao recebimento de dividendos.

Em 30 de junho de 2020, o capital social estava distribuído da seguinte forma:

	Quantidade ações Ordinárias		Quantidade ações Ordinárias			
Acionistas:	**30/06/2020**	**01/01/2020**	**30/06/2019**	**01/01/2019**	**Participação 30/06/2019**	**Participação 30/06/2019**
3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia	73.415.858	73.415.858	-	-	**54.14%**	**-**
Fundo Esmeralda	49.580.919	-	-	-	**36.56%**	**-**
Ações em tesouraria – 3R FIP	4.531.630	6.674.942	-	-	**3.34%**	**-**
Reestruturação da Starboard	2.143.312	-	-	-	**1.58%**	**-**
Ricardo Rodrigues Savini	3.010.932	3.010.932	4.285.656	4.285.656	**2.22%**	**72%**
Daniel Annucaro Lassance Soraes	1.720.533	1.720.533	1.650.182	1.650.182	**1.27%**	**28%**
Daniel de Andrade Romeiro	1.204.373	1.204.373	-	-	**0.89%**	**-**
Total	**135.607.557**	**86.026.638**	**5.935.838**	**5.935.838**	**100%**	**100%**

Conversão de debêntures emitidas pela SPE 3R Petroleum
Em junho de 2020, houve a conversão total de debêntures emitidas pela controlada SPE 3R Petroleum S.A., de acordo com a Instrumento Particular de Escritura de Primeira Emissão Privada de Debêntures Conversíveis em Ações, detidas pela DBO Energy S.A., no valor total de R$ 96.890 mil. Como resultado, foi reconhecida uma participação não controladora de 36,43% na data da conversão.

22 Segmentos operacionais

Segmentos operacionais são definidos como componentes de uma entidade para os quais as informações financeiras separadas estão disponíveis e são avaliadas de forma regular pelo principal tomador de decisões operacionais para monitorar o desempenho e alocar o capital. Mediante esta definição, a Companhia efetuou a análise e concluiu que possui um único segmento operacional, na qual consiste em exploração e produção de petróleo e gás, com isso, não apresentou informações segregadas.

23 Receitas líquidas

As receitas se referem às vendas de petróleo e gás dos 7 campos do Polo Macau, adquiridos em 2020. Os quatro contratos de venda de petróleo e gás obrigam o cliente da Companhia a adquirir 100% da produção dos campos, os contratos possuem prazo de 5 anos com a possibilidade de renovação por mais 5 anos.

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Vendas brutas de óleo	-	-	-	-	26.474	-	26.474	-
(-) Impostos s/ vendas	-	-	-	-	(7.120)		(7.120)	
Receita Líquida de óleo	-	-	-	-	19.354	-	19.354	
Vendas brutas de gás	-	-	-	-	993	-	993	-
(-) Impostos s/ vendas	-	-	-	-	(271)	-	(271)	-
Receita Líquida de gás	-	-	-	-	722	-	722	
Receita líquida	**-**	**-**	**-**	**-**	**20.076**	**-**	**20.076**	**-**

Os impostos sobre venda de petróleo e gás são ICMS (18%), PIS (1,65%) e COFINS (7,60%).

24 Custo e despesas por natureza

Custo dos produtos vendidos

Os custos dos produtos vendidos se referem ás vendas de petróleo e gás dos 7 campos do Polo Macau, adquiridos em 2020.

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Custos de operação	-	-	-	-	(295)	-	(564)	-
Royalty - petróleo e gás	-	-	-	-	(1.990)	-	(1.990)	-
Depreciação e amortização	-	-	-	-	(4.516)		(4.516)	
Serviços prestados	-	-	-	-	(67)	-	(202)	-
	-	**-**	**-**	**-**	**(6.898)**	**-**	**(7.272)**	**-**

Despesas administrativas e gerais

São referentes a valores gastos com serviços técnicos contratados para comprovação de corpo técnico especializado que integra a equipe compradora, para atestar junto à vendedora e agência reguladora de capacidade técnica e operacional para operação e exploração dos 7 campos do Polo Macau pela Sociedade Controlada.

As despesas com pessoal abrangem a remuneração e encargos dos colaboradores e dirigentes que atuam nas empresas no grupo, assim como os benefícios de vale refeição e alimentação, vale transporte, assistência médica e odontológica e seguro de vida.

Aluguel e manutenção do escritório refere-se ao aluguel, condomínio, despesas com telefone, internet e energia elétrica do escritório da matriz e filiais das investidas.

Serviços prestados por terceiros representa, principalmente, as despesas relativas a serviços profissionais de auditoria, contabilidade, treinamento e capacitação, avaliações, licença de uso de softwares, assinatura de periódicos, eventos e prestação de serviços com utilização de materiais.

São registrados na linha de manutenção e reparo de equipamentos os serviços contratados para manutenção em ar condicionado, extintores de incêndio, impressoras, computadores e softwares utilizados nas operações da Companhia.

Outras despesas gerais é constituído de despesas com material de escritório, conservação e limpeza, cartório, correios, viagem, seguros e despesas de pequeno montante.

	Controladora				**Consolidado**			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Remuneração baseado em ações	(797)	-	(2.875)	-	(797)	-	(2.875)	-
Salários e encargos	-	-		-	(3.061)	-	(5.844)	-
Benefícios a empregados	-	-	-	-	(375)	-	(572)	-
Aluguel e manutenção escritório	-	(12)	-	(21)	(84)	(12)	(194)	(21)
Serviços de terceiros	(261)	-	(1.845)	-	(4.549)	-	(8.025)	-
Despesas com viagens	-	-	-	-	-	-	(5)	-
Outras gerais e administrativas	(383)	-	(428)	-	(1.466)	-	(2.045)	-
	(1.411)	**(12)**	**(5.148)**	**(21)**	**(10.332)**	**(12)**	**(19.560)**	**(21)**

Despesas tributárias

A variação do período pode ser explicada pelo início da operação e exploração dos 7 campos do Polo de Macau adquiridos em 2020, conforme quadro abaixo:

	Controladora				**Consolidado**			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**	**01/04/2020 a 30/06/2020**	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
PIS e COFINS	(138)	-	(379)	-	(820)	-	(1.304)	-
Imposto de renda retido	-	-	-	-	(195)	-	(225)	-
CIDE	-	-	-	-	(136)	-	(153)	-
ISS	-	-	-	-	(77)	-	(87)	-
Outros impostos	-	-	-	-	(36)	-	(57)	-
	(138)	**-**	**(379)**	**-**	**(1.264)**	**-**	**(1.826)**	**-**

25 Receita (despesa) financeira líquida

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2019 a 30/06/2019
Rendimento de aplicações financeiras	2.957	-	8.153	-	5.023	-	15.085	-
Derivativo – Ganhos de operações líquidas	-	-	-	-	10.450	-	10.450	-
Correção monetária de debêntures	-	-	-	-	9.295	-	9.295	-
Demais receitas financeiras	323	-	968	-	2.675	-	3.451	-
Receita financeiras	**3.280**		**9.121**		**27.443**		**38.281**	
Despesa de juros e atualização monetária	(482)	-	(1.038)	-	981	-	(1.089)	-
Perda com aplicações financeiras	(124)	-	(124)	-	(124)	-	(124)	-
Incremento de abandono	-	-	-	-	(630)	-	(630)	-
Debêntures - Despesas de juros e correção monetária	-	-	-	-	(32.169)	-	(32.169)	-
Provisão para valor justo de derivativos	-	-	-		(11.585)	-	(11.585)	-
Outras despesas financeiras	(6)	-	(6)	-	(27)	-	(42)	
Derivativo – perdas com ajustes ao valor justo	-	-	-	-	(1.116)	-	(1.116)	-
Despesas *financeiras*	**(612)**	**-**	**(1.168)**	**-**	**(44.670)**	**-**	**(46.755)**	**-**
	2.668	**-**	**7.953**	**-**	**(17.227)**	-	**(8.474)**	-

26 Lucro básico e diluído por ação

Cálculo do lucro básico e diluído por ação foi baseado no lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação após os ajustes para todas as potenciais ações ordinárias dilutivas.

	Controladora			
	01/04/2020 a 30/06/2020	**01/04/2019 a 30/06/2019**	**01/01/2020 a 30/06/2020**	**01/01/2019 a 30/06/2019**
Prejuízo líquido do período atribuível aos proprietários da Companhia	(12.235)	(9)	(14.651)	(21)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	135.608	5.935	119.081	5.935
Lucro básico e diluído por ação - R$	**(90,22)**	**(1,52)**	**(123,04)**	**(3,54)**

Não há diferença entre o cálculo de resultado por ação básico e diluído em virtude da inexistência de potenciais ações diluídas.

27 Transações com partes relacionadas

Pessoal chave
A Companhia é dirigida por um Conselho de Administração e uma Diretoria. Todos os diretores são nomeados pelo Conselho de Administração. A Diretoria é composta pelo diretor presidente, diretor financeiro e 2 (dois) diretores sem designação específica. O Conselho de Administração tem seus membros nomeados pela Assembleia Geral.

A remuneração total anual dos membros do Conselho de Administração e Diretoria estão no quadro a seguir:

	30/06/2020	**30/06/2019**
Remuneração e benefícios	4.020	-
Encargos sociais	526	-
Total	**4.546**	**-**

Opção de compra de ações da Companhia

Em 20 de setembro e 14 de novembro de 2019, foram celebrados Contratos de Opção de Compra de Ações entre a Companhia e três pessoas jurídicas, empresas detidas integralmente por Administradores Seniores. Neste ato, a Companhia outorgou, opções de compra de 2.064.642 ações ordinárias, com preço de exercício para cada beneficiário de R$ 1,00 pela totalidade das ações. Este Contrato visa manter o alinhamento de interesses entre a Companhia e um dos principais prestadores de serviço da Companhia

Stock Options

Em 12 de fevereiro e 06 de março de 2020, foram celebrados Contratos de Opção de Compra de Ações entre a Companhia e dois administradores e um empregado, por meio do qual a Companhia concedeu o direito de opção de compra de 2.466.988 ações, com preço de exercício mínimo de R$ 4,16, a

depender de metas estabelecidas em contrato. Este Contrato visa manter o alinhamento de interesses entre a Companhia e seus colaboradores.

Programa de opção de compra de ações (liquidável em ações)
A Companhia estabeleceu um programa de opção de compra de ações conforme detalhado acima que deu direito ao *pessoal-chave* da Administração e à alta administração da Companhia. Atualmente, estes programas são restritos ao pessoal-chave da Administração e à alta administração. Em 30 de junho de 2020, nenhuma das opções de compra de ações foi exercida.

Data da outorga/beneficiários	Número de ações (em milhares)	Condições de aquisição de direito	Vida contratual da opção	Número de ações adquiridas (em milhares)	Despesas reconhecidas
Outorga de opções para pessoal-chave da Administração					
em 12 de fevereiro de 2020	2.205.890	Sujeito a retorno mínimo sobre o investimento dos acionistas com período de carência de 4 anos	10 anos	495,723 ações foram outorgadas	1.829
Outorga de opções para alta administração					
20 de setembro de 2019	1.376.428	Não há carência	10 anos	Todas as ações foram outorgadas	1.964
14 de novembro de 2019	688.214	Não há carência	10 anos	Todas as ações foram outorgadas	970
6 de março de 2020	261.098	Sujeito a retorno mínimo sobre o investimento dos acionistas com período de carência de 4 anos	10 anos	20,688 ações foram outorgadas	77
Total de opções de ações	**4.531.630**	**-**		**-**	**4.840**

Mensuração de valores justos

Pagamento baseado em ações, liquidável em ações
O valor justo dos planos de opções foi avaliado com base na fórmula de Black-Scholes. Condições de serviço e de desempenho não-mercado não foram consideradas na mensuração de valor justo.

	Programa de opção de compra de ações			
	Pessoal-chave da Administração		Administração sênior	
	30/06/2020	31/12/2019	30/06/2020	31/12/2019
Valor justo na data de outorga	1.829	0	3.012	1.964
Preço da ação na data de outorga	1,77	1,41	1,77	1,41
Preço de exercício				
Volatilidade esperada (média ponderada)	55%	55%	55%	55%
Vida da opção (expectativa de vida média ponderada)	3,98	3,98	3,98	3,98
Dividendos previstos	0%	0%	0%	0%
Taxa de juros livre de risco (baseada em títulos públicos)	6,85% ao ano	6,85% ao ano	6,85% ao ano	6,85% ao ano

Starboard

O saldo em 30 de junho de 2020 devido à Starboard é de R$ 830. A Starboard se tornou acionista da Companhia mediante pagamento em ações da Companhia pela prestação de serviços de consultoria de gestão de negócios de forma a identificar alternativas de capitalização da Companhia ou suas controladas.

28 Contrato de seguros

A Companhia possui um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los, buscando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. As coberturas foram contratadas para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros.

Em 24 de abril de 2020, a Companhia contratou a apólice de seguro de responsabilidade civil de conselheiros e diretores (D&O) cujo limite máximo de garantia é de R$ 40.000 mil.

Em 26 de maio de 2020, a Companhia contratou a apólice de seguro operacional com cobertura de responsabilidade civil, do empregador e de poluição súbita e cobertura para equipamentos utilizados na produção, prospecção e perfuração de petróleo e gás natural para operações marítimas e terrestres cujo limite máximo de garantia é de R$ 50.000 mil.

29 COVID-19

A Companhia, apoiada nas recomendações da Organização Mundial de Saúde (“OMS”) e do Ministério da Saúde, anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas administrativas; por meio da operacionalização do regime de trabalho em casa (home office), provendo toda estrutura necessária aos colaboradores para eficiência do modelo implantado, assim como total suporte do departamento de recursos humanos na avaliação da saúde mental dos colaboradores no decorrer do período. Nas áreas operacionais, quando o regime de home office não era viável, a Companhia estabeleceu um plano com uma rígida higienização dos ambientes de trabalho e distribuição de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs).

Após um processo de transição de nove meses com a Petrobras, a 3R Petroleum assumiu a operação do Polo Macau em 29 de maio de 2020, em meio à atual pandemia do COVID-19. A certificação de reserva elaborada pela DeGolyer and MacNaughton e entregue à Companhia em 04 de agosto de 2020, o qual já contempla os impactos na redução de demanda de petróleo e a redução das perspectivas futuras da curva de preços do barril de petróleo. Mesmo com este cenário macroeconômico mais desafiador, o relatório apresenta (i) 47,7 milhões de barris de óleo equivalente de reservas prováveis (2P) para os ativos detidos pela SPE 3R no Polo Macau e (ii) um valuation de aproximadamente USD 441 milhões, muito acima do saldo contábil registrado.

A Companhia não teve nenhum caso de demissão ou realocação de qualquer funcionário em função do contexto acima referido. A companhia atuou de maneira rápida e estruturada, com protocolos de atuação bem definidos e comunicados durante a pandemia. Diante do anteriormente exposto, não foi necessário preparar nenhum plano de contingência devido à pandemia da COVID-19.

No que tange à segurança dos funcionários, a companhia avalia constantemente as melhores práticas para garantir sua segurança, sempre alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde. A Companhia anunciou as medidas adotadas para preservar a saúde dos seus funcionários e apoiar a prevenção da contaminação nas suas áreas operacionais e administrativas, que incluíram:

- Mudança do trabalho no local para o regime de home office
- Quarentena, monitoramento e testes de saúde
- Verificação geral realizada por profissionais de saúde nas unidades de produção
- Uso de máscaras e álcool gel nas unidades produtivas
- Campanhas de sensibilização empregando os meios de comunicação utilizados nas unidades produtivas
- Medidas para evitar aglomerações nas unidades produtivas

A administração da companhia avalia o momento atual com cautela, mas entende que (i) o baixo custo de extração; (ii) a sólida posição de liquidez; (iii) as receitas provenientes do gás, e (iv) a gestão eficaz dos administradores da Companhia são fatores que mitigam os impactos da pandemia.

De acordo com o entendimento da nossa administração, as medidas adotadas, reavaliadas constantemente, buscam manter a qualidade operacional e de segurança, bem como o bem-estar dos nossos funcionários, fornecedores e clientes, e da sociedade em geral, de acordo com as medidas estabelecidas pelas autoridades públicas. A Companhia continuará atuando no sentido de preservar a saúde de todos, sempre atenta e pronta para fazer as correções, conforme a evolução da situação.

30 Eventos subsequentes

Assinatura do Contrato de Compra e Venda com a Petrobras (Sales and Purchase Agreement) referente ao Polo Fazenda Belém

Em 02 de julho de 2020, os acionistas da Companhia deliberaram por meio de Assembleia Geral Extraordinária pela aquisição de 100% da participação societária na SPE Fazenda Belém S.A., anteriormente denominada Esparta RJ Empreendimentos Imobiliários S.A.

Em 14 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém, subsidiária integral da 3R Petroleum, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (onshore) de Fazenda Belém e Icapuí, o Polo Fazenda Belém, na Bacia Potiguar, no Ceará. O valor da aquisição é de US$ 35.200.000 (trinta e cinco milhões e duzentos mil dólares). Desse montante, US$ 8.800.000 (oito milhões e oitocentos mil dólares) equivalentes a R$ 48.009.000 foram pagos no dia da assinatura (signing) em 14 de agosto de 2020 e outros US$ 16.400.000 (dezesseis milhões e quatrocentos mil dólares) serão liquidados mediante encerramento da transação. Por fim, US$ 10.000.000 serão pagos 12 meses após o encerramento da transação. A transação também contempla o recebimento adicional de US$ 4.806.000,00 (quatro milhões, oitocentos e seis mil dólares americanos), a ser pago pela Petrobras à Companhia, à título de compartilhamento de custos de abandono de certos poços que deverão ser descomissionados nos próximos 4 anos. A produção média do Polo Fazenda Belém de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 803 barris de óleo por dia. De acordo com a certificação de reservas da consultoria Gaffney Cline, há ainda cerca de 12.800 de barris de reservas provadas e prováveis (2P+2C), conforme relatório emitido em 1 de junho de 2020, sendo as reservas contingentes (2C) atreladas à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP. Como a transação não se enquadra nas exigências de aprovação pelo CADE, o processo será apenas submetido à aprovação da ANP. Nas próximas semanas, a SPE Fazenda Belém e a Petrobras peticionarão em processo eletrônico toda documentação exigida pela ANP.

Assinatura do Contrato de Compra e Venda com a Petrobras (Sales and Purchase Agreement, SPA) referente ao Polo Rio Ventura

Em 04 de agosto de 2020, os acionistas da Companhia deliberaram por meio de Assembleia Geral Extraordinária pela aquisição de 100% da participação societária na SPE Rio Ventura S.A., anteriormente denominada Laguna Blanca RJ Administradora de Imóveis S.A.

Em 21 de agosto de 2020, a SPE Rio Ventura, subsidiária integral da 3R Petroleum, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 8 campos terrestres (onshore) de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o Polo Rio Ventura, na Bacia Recôncavo, na Bahia. O valor da aquisição é de US$ 94.200.000 (noventa e quatro milhões e duzentos mil dólares), sendo (i) US$ 3.800.000 (três milhões e oitocentos mil dólares) pago no dia da assinatura; (ii) US$ 31.200.000 (trinta e um milhões e duzentos mil dólares) serão pagos no fechamento da transação; (iii) US$ 16.000.000 (dezesseis milhões de dólares) serão pagos em trinta meses após o fechamento da transação; e (iv) US$ 43.200.000 (quarenta e três milhões e duzentos mil dólares) poderão ser pagos em pagamentos contingentes previstos em contrato. A transação também contempla o recebimento adicional de US$ 33.866.000 (trinta e três milhões, oitocentos e sessenta e seis mil dólares americanos), a ser pago pela Petrobras à Companhia, à título de compartilhamento de custos de abandono de certos poços que deverão ser descomissionados nos próximos 4 anos. A produção média do Polo Rio Ventura de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 1.050 barris de óleo por dia e 33 mil m³/dia de gás natural. De acordo com a certificação de reservas da consultoria Gaffney Cline, há ainda cerca de 25,0 milhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas, prováveis e contingentes (2P+2C), conforme relatório emitido em 1 de junho de 2020, sendo as reservas contingentes (2C) atreladas à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP. Como a transação não se enquadra nas exigências de aprovação pelo CADE, o processo será apenas submetido à aprovação da ANP. Nas

próximas semanas, a SPE Rio Ventura e a Petrobras pretendem peticionar em processo eletrônico toda documentação exigida pela ANP.

Aumento de capital

Com o objetivo de ampliar a solidez de seu caixa e contribuir para viabilização do plano de crescimento, a Companhia recebeu dois aportes de seus acionistas controladores nos meses de julho e agosto de 2020. Em 23 de julho de 2020, a Companhia recebeu um aporte de capital, realizado pelo 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), no valor de R$ 27,16 milhões. Ato contínuo, a Companhia subscreveu novas ações ordinárias da SPE 3R Petroleum, passando a deter 67,29% (sessenta e sete vírgula vinte e nove por cento) de seu capital social.

Em 3 de agosto de 2020, a Companhia recebeu um novo aporte de capital, realizado pelo Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"), no valor de R$ 25 milhões, subscrevendo mais 4.769.717 noas ações ordinárias, passando a deter 38,7% do capital.

Reorganização societária da Companhia

O grupo 3R é composto pela Companhia e pelas suas subsidiárias e é controlado pelo (i) 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), cujo maior cotista é o Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII"), e (ii) Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"). O grupo Ouro Preto é composto pela Ouro Preto Óleo e Gás S.A. e suas subsidiárias e é controlado integralmente pela StarÔnix AG, que por sua vez é controlado integralmente pelo SSSFII. O FIP 3R, o SSSFII e o FIP Esmeralda são fundos de investimentos geridos pela Starboard Asset Ltda. ("Gestora").

Em 03 de agosto de 2020, os fundos de investimentos que controlam o grupo 3R e o grupo Ouro Preto deliberaram a implementação da reorganização societária dos grupos, condicionada à ocorrência de Oferta Pública Inicial de Ações ("IPO"). A reorganização societária consiste:

(i) na incorporação da Companhia pela Ouro Preto Óleo e Gás S.A. e na aprovação dos percentuais a serem detidos por cada um dos acionistas após incorporação;
(ii) na eleição do Conselho de Administração, Diretoria e Comitê de Auditoria da companhia aberta, a qual será resultante da mencionada reorganização; e
(iii) a oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia após a referida incorporação.

Além da reorganização societária, tais consultas formais também autorizaram à administração das companhias investidas e/ou à Gestora a realizar o IPO, bem como a adotar todas e quaisquer medidas e praticar todos os atos necessários à sua concretização perante os órgãos necessários.

Exercício de opções de ações

Em 4 de agosto de 2020, foi aprovado em Assembleia Geral da Companhia o primeiro aditamento ao plano geral para a outorga de opções de aquisição de ações, permitindo aos beneficiários exercer a opção de compra das ações objeto de tais contratos. Dessa forma, em 21 de agosto de 2020, os três beneficiários deste plano exerceram a totalidade de suas opções de compra, passando a deter, em conjunto, 2.466.988 ações da Companhia.

Exercício Call

Em 4 de agosto de 2020, foi realizado o aditamento dos três Contratos de Opção de Compra de Ações celebrados entre a Companhia e prestadores de serviço. Dessa forma, em 21 de agosto de 2020, os três beneficiários destes contratos exerceram a totalidade de suas opções de compra, passando a deter, em conjunto, 2.064.642 ações da Companhia.

* * *

Ricardo Savini
Presidente

Rodrigo Pizarro
Diretor Financeiro

Domingues e Pinho Contadores Ltda.
CRC/RJ 001137/O-0
Luciana dos Santos Uchôa
CRC/RJ 08103/O-8

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXO K – DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INVIDUAIS E CONSOLIDADAS DA COMPANHIA REFERENTES AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DEZEMBRO DE 2019, 2018 E 2017

(Página intencionalmente deixada em branco)

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Relatório Anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 com Relatório dos Auditores Independentes

Conteúdo

Relatório da administração **3**

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras **7**

Balanços patrimoniais **10**

Demonstrações dos resultados **12**

Demonstrações dos resultados abrangentes **13**

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido **14**

Demonstrações dos fluxos de caixa **15**

Demonstrações do valor adicionado **16**

Notas explicativas às demonstrações financeiras **17**

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2019

Senhores Acionistas,

A Administração da Ouro Preto Óleo e Gás S.A ("Ouro Preto" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Financeiras da Companhia, acompanhada do parecer dos Auditores Independentes, referente aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019 ("2019"), 31 dezembro de 2018 ("2018") e 31 de dezembro de 2017 ("2017").

Mensagem da Administração

A Ouro Preto é uma *holding* que consolida investimentos em campos de petróleo e gás em bacias sedimentares brasileiras. A Companhia foi fundada em 2010 e iniciou suas atividades com focos em ativos em exploração e produção em terra (*onshore)* e mar (*offshore)*. Entre 2010 e 2014, a Ouro Preto participou de diversas rodadas promovidas pela Agência Nacional do Petróleo ("ANP"), nas quais arrematou blocos nas bacias de Barreirinhas, Parnaíba e Recôncavo. Em 2014, a Companhia adquiriu parte das sociedades detidas pela El Paso no Brasil e passou a deter ativos em produção na bacia do Espírito Santo e Potiguar, dentre outros ativos em estágio de desenvolvimento. Entre 2016 e 2019, a Companhia participou de processos de desinvestimento da Petrobras, buscando ampliar seu portfólio com ativos em estágio de produção. Atualmente, a Companhia detém 35% dos direitos da concessão sobre os campos de Pescada, Arabaiana e Dentão ("Polo Pescada"), ativo produtor de gás e óleo condensado na Bacia do Potiguar, e três blocos exploratórios com compromissos ("Programa Exploratório Mínimo") perante à ANP substancialmente cumpridos (99,8% por cento).

Em dezembro de 2019, a Ônix Petróleo e Gás Participações S.A. ("Ônix"), indiretamente controlada pelo Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII"), iniciou o processo de aquisição de 100% do controle da Ouro Preto, o qual foi concluído em fevereiro de 2020. O SSSFII é gerido pela Starboard Asset Ltda., gestora fundada em 2017 com o objetivo de ser pioneira em *Special Situations* e *Corporate Carve Outs Aquisitions* no Brasil.

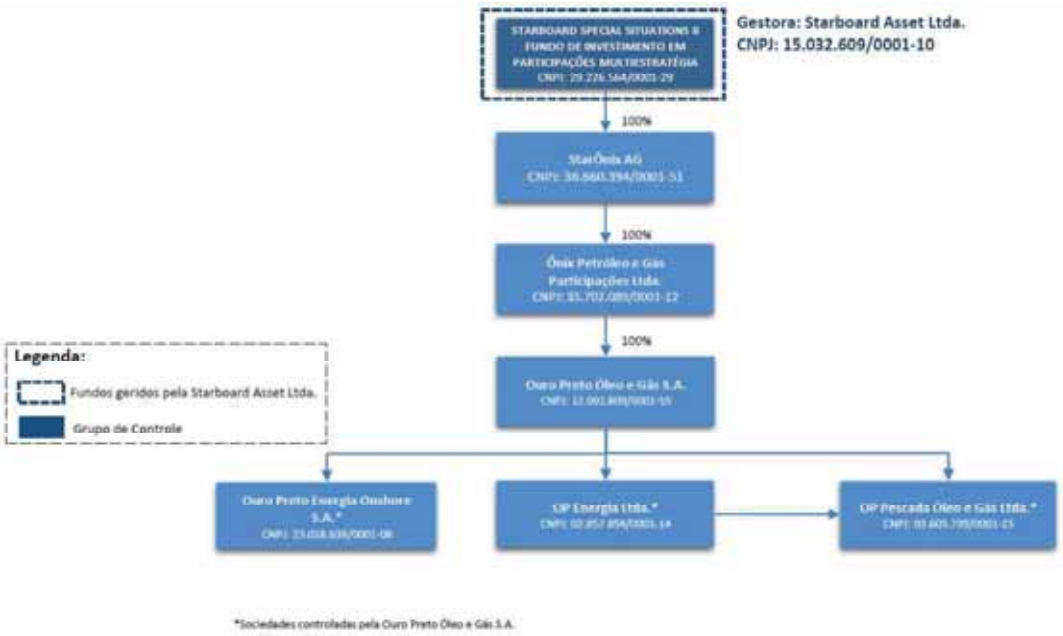
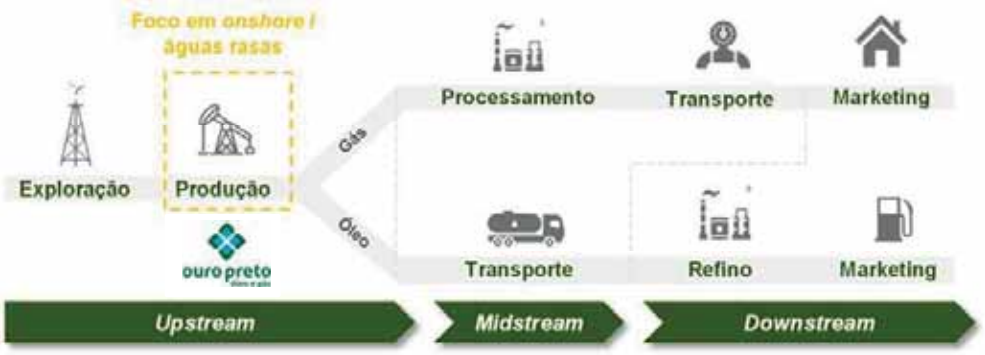


Figura 1: Estrutura societária do grupo Ouro Preto após ser adquirida pela Onix

Com a entrada do novo controlador, implementou-se um processo de redução de despesas gerais e administrativas e novos pilares para o plano de negócios da Companhia foram definidos: *(i)* o crescimento orgânico, por meio do redesenvolvimento de seu portfólio atual (Polo Pescada), e *(ii)* o crescimento inorgânico, por meio de oportunidades de aquisição atreladas ao amplo plano de desinvestimento de ativos em curso pela Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras").

Plano de Negócios e Otimização de Portfolio

Nosso plano de negócios visa capturar aquisições oportunísticas de ativos *(i)* em produção, *(ii)* com reservas provadas que podem ser certificadas, *(iii)* com capacidade de incremento de produção a partir de investimentos com *payback* acelerado, *(iv)* com infraestrutura logística facilitada e *(v)* que apresentem custos de extração (*lifting cost*) consideravelmente menores quando comparados a outros *players* locais que operam em águas profundas. Não contemplamos em nosso plano de negócios investir em projetos em fase de exploração.



Nesse contexto, por meio da subsidiária OP Pescada Óleo e Gás Ltda. (“OP Pescada”), a Companhia firmou, em 09 de julho de 2020, contrato para a aquisição da participação de 65% sobre os direitos da concessão da Petrobras no Polo Pescada, atual operadora dos campos. O valor de venda da transação foi de US$1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil dólares americanos), a ser pago em duas parcelas: (a) US$ 300 mil na assinatura do contrato; e (b) US$ 1,2 milhão no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados calculados a partir do *effective date* (01 de janeiro de 2020). A transação também contempla um pagamento adicional a título de compartilhamento de custos de abandono de poços, dutos e plataformas, a ser pago pelo vendedor ao comprador, de acordo com parâmetros e cronograma previstos no contrato.

Alinhado à estratégia de otimização de portfólio e redução de exposição a projetos de exploração, em 20 de abril 2019, a Ouro Preto iniciou o processo de devolução do campo de Pinaúna junto à ANP, o qual, até a data de emissão deste relatório, não havia sido concluído.

Na OP Energia Ltda. (“OP Energia”), vale destacar que a Ouro Preto concluiu em 13 de maio de 2020 o processo de venda do campo de Camarupim à Petrobras. A transação havia sido assinada em 30 de agosto de 2019, com valor de venda de US$5.000.000,00 (cinco milhões de dólares americanos), e foi finalizada mediante aprovação da transferência dos direitos de concessão pela ANP. Como aspecto relevante desta transação, vale realçar que o acordo prevê que todos os ativos e passivos existentes são integralmente transferidos ao comprador.

Governança Corporativa

A Governança Corporativa da Ouro Petro está fundamentada nos valores e estratégia da Companhia e foi estruturada com base nos pilares definidos no Código Brasileiro de Governança Corporativa do IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa) de transparência,

equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, de modo a assegurar maior confiabilidade, fortalecer sua imagem perante seus *stakeholders*.

AGRADECIMENTOS

A Ouro Preto agradece aos seus acionistas, fornecedores, parceiros e membros do Conselho de Administração pela confiança na gestão da Companhia e, em especial, à equipe de colaboradores pelo empenho no desenvolvimento de suas atividades.

A Administração.

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Rio de Janeiro – RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. em 31 de dezembro de 2019, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para Opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Ênfase – Concentração de receitas com cliente-chave

Chamamos à atenção para o fato que toda a receita de contrato com cliente da Companhia e suas controladas é proveniente da venda de petróleo e gás para um único cliente: a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, conforme descrito na nota explicativa n° 8.13. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

1 – Análise do valor recuperável de ativos (Impairment)

Veja as Notas Explicativas 8.16 e 17 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
Para a avaliação do valor recuperável dos ativos não financeiros ("*impairment*"), a Companhia estima o valor recuperável utilizando fluxos de caixa projetados das UGCs de exploração e produção de petróleo e gás, e compara com seus valores contabilizados. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de fatores associados ao volume de produção futura e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás, preço das commodities, custo de produção e premissas econômicas como taxas de desconto e taxas de câmbio onde a Companhia opera. Devido ao grau de complexidade e subjetividade na determinação das premissas e projeções usadas nos fluxos de caixa futuros esperados em cada UGC, consideramos esse como um principal assunto de auditoria.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: - Avaliação dos procedimentos para identificar a necessidade de constituição ou reversão de impairment; - Avaliação, com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, das premissas-chave utilizadas no teste de recuperabilidade dos ativos como a taxa de desconto, o preço futuro do petróleo e gás natural e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas; - Avaliação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás utilizadas no fluxo de caixa descontado, e os prazos de recuperação das reservas, comparando-as com os volumes certificados por especialista externo contratado pela Companhia e com dados históricos de produção; - Avaliação da competência, capacidade, objetividade e independência do especialista externo contratado pela Companhia para certificar os volumes de reservas de petróleo e gás; - Avaliação do custo de produção utilizado na projeção de fluxo de caixa comparando o mesmo com orçamentos de longo prazo aprovados pela Administração, e os custos já incorridos; Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os valores recuperáveis das UGCs são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

2 – Provisão para abandono de áreas

Veja as Notas Explicativas 8.8 e 22 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
Como consequência das suas operações, a Companhia reconhece provisões relacionadas com sua obrigação de remover equipamentos e restaurar as áreas onde opera quando do abandono. A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental e para o desmantelamento e remoção das estruturas e equipamentos utilizados na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono. Identificamos essa estimativa como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das referidas premissas, bem como as incertezas relacionadas, em especial o prazo, os custos estimados de abandono e a taxa de desconto utilizada.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: - Análise, com auxílio de nossos especialistas de finanças corporativas, das premissas econômicas utilizadas na determinação das taxas de inflação e de desconto; - Avaliação dos prazos de abandono baseados nos volumes de reservas existentes e os planos de produção da Companhia; - Comparação das bases de custo estimado de abandono por característica dos poços com as cotações de preço recebidas para implementação dos serviços principais que serão requeridos; Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo das provisões para desmantelamento de áreas é aceitável no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

– Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

– Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

– Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

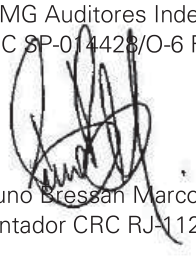
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2020

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Bruno Bressan Marcondes
Contador CRC RJ-112835/O-7

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 e 1º de janeiro de 2017

(Em milhares de Reais)

	Controladora				Consolidado			
Ativo	**2019**	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.01.2017**	**2019**	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.01.2017**
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa (nota 10)	3.832	8.940	26.038	39.125	63.573	82.757	119.692	138.062
Títulos e valores mobiliários (nota 11)	-	-	-	-	-	-	-	21.316
Contas a receber de clientes (nota 12)	-	-	-	-	3.536	7.024	7.220	8.237
Adiantamentos ao operador (nota 19)	-	5	552	624	-	2.147	2.146	10.279
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar (nota 13)	100	1.064	631	7.782	546	8.202	7.503	11.035
Despesas antecipadas	85	163	719	3.564	2.220	1.858	779	3.564
Ativo mantido para venda (nota 14)	-	-	-	-	25.994	-	-	-
Outros Ativos	1.181	29	-	111	1.101	1.482	715	827
Total do ativo circulante	**5.198**	**10.201**	**27.940**	**51.206**	**96.970**	**103.470**	**138.055**	**193.320**
Longo Prazo			-	-			15.254	2.407
Caixa restrito (nota 10)	-	-			19.192	18.269		
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar (nota 13)	1.204	5.797	7.786	-	6.295	14.505	19.513	17.632
Depósitos judiciais (nota 15)	122	2	2	-	2.527	9.997	15.565	14.687
Outros ativos	745	444	422	-	5.711	4.533	3.912	3.474
	2.071	**6.243**	**8.210**	**-**	**33.725**	**47.304**	**54.244**	**38.200**
Investimentos (nota 16)	287.878	294.889	224.382	266.296	-	-	-	-
Imobilizado (nota 17)	802	1.672	2.005	1.649	263.250	246.215	231.222	263.205
Intangível (nota 18)	845	2.565	2.927	30.469	845	28.793	29.788	31.132
Direito de Uso (nota 25.1)	1.654	-	-	-	1.654	-	-	-
Total do ativo não circulante	**293.250**	**305.369**	**237.524**	**298.414**	**299.474**	**322.312**	**315.254**	**332.537**
Total do ativo	**298.448**	**315.570**	**265.464**	**349.620**	**396.444**	**425.782**	**453.309**	**525.857**

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 e 1º de janeiro de 2017

(Em milhares de Reais)

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Passivo								
Fornecedores	148	192	163	25.601	778	4.293	2.702	5.455
Obrigações trabalhistas	328	1.459	1.109	1.031	377	1.520	1.157	1.081
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	80	271	541	615	1.859	3.263	2.023	2.421
Valores a pagar ao operador (nota 19)	1.697	221	-	774	2.678	11.086	10.818	41.975
Provisões para pagamento de *royalties*	-	-	-	-	244	248	262	289
Arrendamentos mercantis (nota 25.2)	567	-	-	-	567	-	-	-
Passivo mantido para venda (nota 14)	-	-	-	-	14.148	-	-	-
Outras obrigações (nota 20)	11	-	-	-	15.072	12.496	8.304	8.426
Total do passivo circulante	**2.831**	**2.143**	**1.813**	**28.021**	**35.723**	**32.906**	**25.266**	**59.647**
Mútuo com partes relacionadas (nota 21)	41.526	42.695	17.618	16.658	-	-	-	-
Provisão para abandono de poços (nota 22)	-	-	-	-	106.630	121.780	181.645	155.095
Provisão para contingências (nota 23)	1.417	950	-	-	1.417	1.314	365	5.996
Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota 24)	14.840	13.863	13.863	20.986	14.840	13.863	13.863	20.986
Arrendamentos mercantis (nota 25.2)	1.041	-	-	-	1.041	-	-	-
Outras obrigações (nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	178
Total do passivo não circulante	**58.824**	**57.508**	**31.481**	**37.644**	**123.928**	**136.957**	**195.873**	**182.255**
Patrimônio líquido (nota 26)								
Capital social	327.267	327.267	327.267	327.267	327.267	327.267	327.267	327.267
Reserva legal	-	-	-	1.923	-	-	-	1.923
Reserva de lucros	-	-	-	11.155	-	-	-	11.155
Ações em tesouraria	(118)	(118)	(118)	(118)	(118)	(118)	(118)	(118)
Ajuste acumulado de conversão	8.479	(4.361)	(39.878)	(40.745)	8.479	(4.361)	(39.878)	(40.745)
Prejuízo acumulado	(98.835)	(66.869)	(55.101)	(15.527)	(98.835)	(66.869)	(55.101)	(15.527)
Total do patrimônio líquido	**236.793**	**255.919**	**232.170**	**283.955**	**236.793**	**255.919**	**232.170**	**283.955**
Total do passivo e patrimônio líquido	**298.448**	**315.570**	**265.464**	**349.620**	**396.444**	**425.782**	**453.309**	**525.857**

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações dos resultados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017

(Em milhares de Reais, exceto resultado por ação)

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Receita líquida (nota 28)	-	-	-	32.400	33.689	34.831
Custo dos produtos vendidos (nota 29)	-	-	-	(16.031)	(11.638)	(11.707)
Lucro bruto	-	-	-	16.369	22.051	23.124
Outras receitas (despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas (nota 29)	(5.197)	(17.792)	(17.619)	(29.087)	(31.525)	(29.575)
Despesas tributárias (nota 29)	(170)	(690)	(340)	(13.605)	(5.405)	(9.035)
Despesas com gastos exploratórios (nota 30)	(1.693)	(1.625)	(104)	(6.457)	(38.429)	(355)
Despesas com gastos com desenvolvimento	-	(67)	(186)	(1.809)	(4.390)	(2.054)
(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos (nota 31)	-	-	-	50.055	23.255	(40.735)
Outras receitas e despesas operacionais (nota 32)	9.410	174	(964)	(30.747)	59.872	(1.360)
	2.349	(20.000)	(19.213)	(31.650)	3.378	(83.114)
Equivalência patrimonial (nota 16)	(32.494)	7.960	(41.842)	-	-	-
	(32.494)	7.960	(41.842)	-	-	-
Resultado (prejuízo) antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos	**(30.145)**	**(12.040)**	**(61.055)**	**(15.281)**	**25.429**	**(59.990)**
Receitas financeiras	428	1.919	2.248	6.527	8.949	19.756
Despesas financeiras	(1.272)	(1.647)	(968)	(19.377)	(42.661)	(17.801)
Resultado financeiro (nota 33)	(844)	272	1.280	(12.850)	(33.712)	1.955
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	**(30.989)**	**(11.768)**	**(59.775)**	**(28.131)**	**(8.283)**	**(58.035)**
Imposto de renda e contribuição social corrente (nota 24)	-	-	-	(2.858)	(3.485)	(1.740)
Imposto de renda e contribuição social diferido (nota 24)	(977)	-	7.123	(977)	-	7.123
Prejuízo líquido do exercício	**(31.966)**	**(11.768)**	**(52.652)**	**(31.966)**	**(11.768)**	**(52.652)**
Resultado líquido do período por ação- Básico e diluído (nota 34) (R$/Ação)	**(0,75)**	**(0,28)**	**(1,23)**	**(0,75)**	**(0,28)**	**(1,23)**

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações dos resultados abrangentes em

31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Prejuízo líquido do exercício	(31.966)	(11.768)	(52.652)	(31.966)	(11.768)	(52.652)
Ajuste acumulado de conversão (nota 16)	12.840	35.517	867	12.840	35.517	867
Total de resultados abrangentes do exercício atribuível aos proprietários da controladora.	(19.126)	23.749	(51.785)	(19.126)	23.749	(51.785)

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Capital social	Ações em tesouraria	Reserva legal	Reserva de lucros	Prejuízos acumulados	Ajuste acumulado de conversão	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**327.267**	**(118)**	**1.923**	**11.155**	**(15.527)**	**(40.745)**	**283.955**
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	(52.652)	-	(52.652)
Absorção de reserva de lucros com prejuízo	-	-	-	(11.155)	11.155	-	-
Absorção de reserva legal com prejuízo	-	-	(1.923)	-	1.923	-	-
Ajuste de conversão (nota 16)	-	-	-	-	-	867	867
Saldo em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**327.267**	**(118)**	**-**	**-**	**(55.101)**	**(39.878)**	**232.170**
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	(11.768)	-	(11.768)
Ajuste de conversão (nota 16)	-	-	-	-	-	35.517	35.517
Saldo em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**327.267**	**(118)**	**-**	**-**	**(66.869)**	**(4.361)**	**255.919**
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	(31.966)	-	(31.966)
Ajuste de conversão (nota 16)	-	-	-	-	-	12.840	12.840
Saldo em 31 de dezembro de 2019	**327.267**	**(118)**	**-**	**-**	**(98.835)**	**8.479**	**236.793**

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Controladora			Consolidado		
		Reapresentado	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado
Fluxo de caixa das atividades operacionais	**2019**	**2018**	**2017**	**2019**	**2018**	**2017**
Prejuízo do exercício	(31.966)	(11.768)	(52.652)	(31.966)	(11.768)	(52.652)
Ajustes por:						
Depreciação de bens, planta e equipamento.	125	155	1.131	6.533	10.017	8.536
Amortização do intangível	149	361		149	361	1.078
Depreciação sobre ativo de direito de uso	551	-	-	551	-	-
Equivalência patrimonial	32.494	(7.960)	41.842	-	-	-
Impairment	-	-	-	(50.055)	(23.255)	40.765
Rendimento de TVM	-	-	(1.592)	-	-	-
Variação cambial não realizada	-	(1.306)	(2.903)	4.595	40.384	(2.943)
Baixa de impostos não recuperáveis	-	-	-	9.738	(3.580)	5.148
Baixa de bens, planta e equipamento	866	-	-	13.565	38.634	125
Baixa de intangível	1.513	-	-	21.707	-	-
Constituição/reversão - Imposto de renda e contribuição social diferidos	977	-	(7.123)	977	-	(7.123)
Incremento da provisão para abandono	-	-	-	14.931	14.623	14.197
Baixa de provisão para abandono	-	-	-	(13.680)	(66.131)	(30)
Contingências (reversão)	467	950	-	103	950	(5.631)
Outras movimentações	-	-	(671)	409	-	-
Juros sobre arrendamentos mercantis	32	-	-	32	-	-
Juros sobre depósitos judiciais	(1)	-	(2)	(386)	(519)	(878)
Juros sobre caixa restrito	-	-	-	-	(329)	(275)
Juros sobre empréstimos, líquidos e Outros	1.236	1.647	960	-	(86)	-
	6.443	**(17.921)**	**(21.010)**	**(22.797)**	**(699)**	**317**
Variações nos ativos e passivos						
Contas a receber de clientes	-	-	-	3.488	196	1.017
Adiantamentos ao operador	-	547	72	-	(1)	8.133
Imposto de renda, contribuição social e outros (ativo)	5.557	1.556	(635)	7.784	4.309	1.651
Despesas antecipadas	78	556	2.845	(365)	(1.079)	2.785
Depósitos judiciais	(118)	-	-	7.856	6.087	-
Outros ativos	(1.455)	(30)	(309)	(799)	(767)	(326)
Obrigações trabalhistas	(1.131)	350	78	(1.143)	363	76
Fornecedores	(43)	29	(25.438)	(3.516)	1.591	(2.753)
Imposto de renda, contribuição social e outros (passivo)	(191)	(270)	(74)	(1.405)	1.240	(398)
Outras obrigações	9	-	-	2.490	4.278	(122)
Royalties	-	-	-	(3)	(14)	(27)
Valores a pagar ao operador	1.482	221	(774)	2.047	268	(31.157)
Caixa líquido proveniente (usado) das atividades operacionais	**10.631**	**(14.962)**	**(45.245)**	**(6.363)**	**15.772**	**(20.804)**

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Controladora			Consolidado		
		Reapresentado	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado
Fluxo de caixa das atividades operacionais	**2019**	**2018**	**2017**	**2019**	**2018**	**2017**
Fluxo de caixa de atividades de investimento						
Aumento de capital em controlada	(12.675)	(27.030)	(40.000)	-	-	-
Redução de capital em controlada	-	-	70.000	-	-	-
Restituição de investimento em controlada	33	-	-	-	-	-
Caixa retrito	-	-	-	(923)	(2.686)	(12.572)
Resgate (aplicação) de Títulos e Valores Mobiliarios	-	-	-	-	-	21.316
Recebimento de dividendos	-	-	2.680	-	-	-
Pagamento de principal de empréstimos recebido de empresa ligada	(7.500)					
Captação de empréstimos de empresa ligada	5.094	25.077	-	-	-	-
Aquisição de intangível	(4)			4		
Aquisição de imobilizado	(58)	(183)	(522)	(8.696)	(33.734)	(8.625)
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	**(15.110)**	**(2.136)**	**32.158**	**(9.615)**	**(36.420)**	**119**
Fluxo de caixa de atividades de financiamento						
Pagamento de passivos de arrendamento	(629)	-	-	(629)	-	-
Caixa líquido usado das atividades de financiamento	**(629)**	**-**	-	**(629)**	**-**	**-**
Diminuição do caixa e equivalentes de caixa no exercício	**(5.108)**	**(17.098)**	**(13.087)**	**(16.607)**	**(20.648)**	**(20.685)**
Demonstração da variação do caixa e equivalentes de caixa no exercício						
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	8.940	26.038	39.125	82.757	119.692	138.062
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	(2.577)	(16.288)	2.315
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	3.832	8.940	26.038	63.573	82.757	119.692
Variação do caixa e equivalentes de caixa no exercício	**(5.108)**	**(17.098)**	**(13.087)**	**(16.607)**	**(20.648)**	**(20.685)**

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

Demonstrações do valor adicionado em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Receitas	**300**	**588**	**650**	**46.080**	**42.952**	**59.219**
Vendas de gás e óleo	-	-	-	32.400	33.688	34.831
Outras receitas	300	588	650	13.680	9.264	24.388
Insumos adquiridos de terceiros	**(4.791)**	**5.943**	**4.818**	**42.018**	**24.541**	**98.194**
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos	-	-	-	7.508	2.101	759
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(4.791)	5.943	4.818	84.565	45.695	56.700
Perda/recuperação de valores ativos	-	-	-	(50.055)	(23.255)	40.735
Valor adicionado bruto	**5.091**	**(5.355)**	**(4.168)**	**4.062**	**18.411**	**(38.975)**
Depreciação e amortização	1.203	879	1.131	7.233	10.378	9.544
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	**3.888**	**(6.233)**	**(5.299)**	**(3.171)**	**8.033**	**(48.519)**
Valor adicionado recebido em transferência	(32.066)	9.879	(39.594)	6.527	8.949	19.756
Resultado da equivalência patrimonial	(32.494)	7.960	(41.842)	-	-	-
Receitas financeiras	428	1.919	2.248	6.527	8.949	19.756
Valor adicionado total a distribuir	(28.178)	3.646	(44.893)	3.356	16.982	(28.763)
Distribuição do valor adicionado	(28.178)	3.646	(44.893)	3.356	16.982	(28.763)
Pessoal	**626**	**10.804**	**11.157**	**13.622**	**13.986**	**14.098**
Remuneração direta	(888)	8.780	9.251	11.894	11.752	11.983
Benefícios	1.113	1.424	1.270	1.327	1.634	1.479
F.G.T.S.	401	600	636	401	600	636
Impostos, taxas e contribuições	**2.520**	**2.964**	**(4.362)**	**19.836**	**11.759**	**6.605**
Federais	2.460	2.908	(4.404)	19.024	11.445	6.446
Estaduais	-	-	-	-	94	17
Municipais	60	56	42	362	220	142
Remuneração de capitais de terceiros	**642**	**1.646**	**964**	**2.314**	**3.005**	**3.186**
Juros	1.271	1.646	964	38	1	2
Aluguéis	(629)	-	-	(629)	-	-
Outras	-	-	-	2.905	3.004	3.184
Remuneração de capitais próprios	**(31.966)**	**(11.768)**	**(52.652)**	**(31.966)**	**(11.768)**	**(52.652)**
Prejuízo do Período	(31.966)	(11.768)	(52.652)	(31.966)	(11.768)	(52.652)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de Reais, exceto quando mencionado de outra forma)

1 Contexto operacional

A Ouro Preto Óleo e Gás S.A. ("Companhia" ou "Ouro Preto") foi constituída em 17 de junho de 2010 sob a razão social de BN 37 Participações Ltda. Em 8 de julho de 2010, os sócios deliberaram pela alteração da razão social para SRM Óleo e Gás Ltda.; em 4 de agosto de 2010 para SRM Óleo e Gás S.A.; em 31 de dezembro de 2010 para a YXC Óleo e Gás S.A. e em 13 de setembro de 2012 para Ouro Preto Óleo e Gás S.A.

A Companhia tem como objeto social (a) explorar, produzir e comercializar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

A Ouro Preto arrematou cinco contratos de concessão referentes aos blocos exploratórios adquiridos durante a 11ª Rodada de Licitações da ANP, realizada em 14 de maio de 2013; dos quais quatro contratos de concessão em terra, na bacia do Parnaíba, e um no mar, na bacia de Barreirinhas. Ouro Preto é a operadora com 100% de participação, nesses contratos de concessão mencionados. Além disso, na 12ª Rodada de Licitações da ANP, que ocorreu em 28 de novembro de 2013, a Ouro Preto arrematou mais sete blocos na bacia do Recôncavo, na Bahia, em parceria com a Petrobras, Neptune e Cowan. O percentual da Ouro Preto no REC-T-194 e REC-T-208 é 30% e no REC-T- 225, REC-T-239, REC-T-240, REC-T-253 e REC-T-254 é 35%. Os contratos de concessão da 12ª Rodada foram assinados no dia 15 de maio de 2014 e com isso a Ouro Preto tornou-se detentora de 12 blocos exploratórios que compreendem uma área total de 12.538,2 Km^2.

Em 29 de agosto de 2014, a Companhia efetivou a aquisição das Companhias EP Energy do Brasil Ltda e EP Energy Pescada Ltda, posteriormente denominadas OP Energia Ltda ("OP Energia") e OP Pescada Óleo e Gás Ltda ("OP Pescada"), respectivamente, assim aumentando seu portfolio com ativos de desenvolvimento e de produção.

Em outubro de 2015, a Companhia participou da 13ª Rodada de Licitações da ANP, na qual foram arrematados mais três blocos na Bacia do Parnaíba, no Maranhão, sendo operadora em todos eles, com 100% de participação. Também em 2015, a Ouro Preto deu continuidade à campanha exploratória, em especial nos blocos da Bacia do Parnaíba, destacando-se a contratação de serviços de levantamento e processamento sísmico nesta Bacia, bem como o início das atividades de permissoria. (início das atividades de permissoria).

No que se refere ao bloco BAR-M-387, localizado na bacia de Barreirinhas, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") emitiu a licença para a realização das atividades de sísmica neste bloco e nos adjacentes, pertencentes a outros concessionários. Devido a demora para obtenção da licença ambiental para as atividades sísmicas, a concessão foi estendida por 454 dias.

Em dezembro de 2016, a Companhia vendeu 40% da sua participação na OP Pescada para a OP Energia.

Em 2019, a Ônix Petróleo e Gás Participações S.A. ("Ônix"), indiretamente controlada por Starboard Special Situations II Multi-Strategic Investment Fund (SSSF2), um fundo gerido pela Starboard Asset Ltda., iniciou o processo de aquisição de 100% de participação acionária na Ouro Preto, o que foi assinado em dezembro de 2019 e concluído em fevereiro de 2020.

Interdição das atividades no campo de Camarupim (OP Energia)
Em 11 de fevereiro de 2015, as atividades no campo de Camarupim, que tem como operador da concessão a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"), foram interditadas pela ANP em decorrência do acidente com o FPSO (*Floating Production, Storage & Offloading*) Cidade de São Mateus ("FPSO CSM"). Por consequência, a companhia ficou impossibilitada de continuar as suas operações nesse campo.

Em 2019, a Ouro Preto iniciou o processo de venda do campo de Camarupim. A transação foi assinada em 30 de agosto de 2019 com valor da transação (*consideration*) de US$5.000.000,00 (cinco milhões de dólares americanos) e foi concluída em 13 de maio de 2020. A Ouro Preto Óleo já iniciou o processo de devolução do campo de Pinaúna junto à ANP, alinhada a estratégia de enfoque em ativos de produção e aguarda a análise do órgão regulador.

Relação das entidades controladas pela Companhia

Seguem abaixo as entidades controladas:

	% Participação			
Controladas	**2019**	**2018**	**2017**	**01.01.2017**
OP Energia Ltda ("OP Energia")	100%	100%	100%	100%
OP Pescada Óleo e Gás Ltda ("OP Pescada")*	100%	100%	100%	100%
Ouro Preto Energia Onshore S.A. ("OPEO")	100%	100%	100%	100%
OP Enchova e Pampo Óleo e Gás S.A. ("OP Enchova e Pampo")**	-	100%	-	-

(*) A companhia possui 60% de participação direta na controlada e 40% de participação indireta via subsidiaria OP Energia.

(**) A Companhia OP Enchova e Pampo Óleo e Gás S.A., foi extinta em 30/08/2019.

Em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, a Ouro Preto possuía o controle sobre as entidades controladas de forma que as demonstrações financeiras estão apresentadas consolidadas.

OP Energia

OP Energia tem por objeto social o exercício de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 a OP Energia participava de sete contratos de concessão com a ANP, dos quais dois eram referentes a blocos exploratórios (BM-CAL-312 e BM-CAL-372), dois referentes a campos na fase de desenvolvimento (Pinaúna e Camarão), um referente a campo na fase de produção (Camarupim) e dois referentes a áreas em avaliação (BM-CAL-5 e BM-ES-5). Os campos em desenvolvimento são operados pela OP Energia, enquanto que as demais concessões são operadas pela Petrobras.

OP Pescada

A OP Pescada tem por objeto social o exercício de atividades de exploração, produção, comércio atacadista e a exportação de petróleo e gás natural, bem como a prestação de serviços relacionados a tais atividades. Em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, a OP Pescada participava de três contratos de concessão da ANP, correspondendo a três áreas em fase de produção. Todos os campos são operados pela Petrobras. A OP Pescada detém participação de 35% em cada uma destes campos no Rio Grande do Norte, denominadas: Pescada, Arabaiana e Dentão. Além dos itens listados anteriormente, até fevereiro de 2019, a OP Pescada participada de um contrato de concessão da ANP operados pela Petrobras, de desenvolvimento no campo denominado como Guaiúba localizado no Rio Grande do Norte. Cabe destacar que esse ativo já passou pelo processo de Abandono e Descomissionamento.

Em 2019, a OP Pescada iniciou o processo de aquisição da participação da Petrobras de 65% nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão. O *consideration* da transação foi de US$1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil dólares americanos) e também envolveu um montante fixo de compartilhamento de custo de US$100.000.000,00 (cem milhões de dólares americanos) a ser pago pelo vendedor ao comprador referente ao abandodo de poços; e descomissionamento dutos e plataformas que será devido a medida que os ativos forem descomissionados. A transação foi assinada em 09 de julho de 2020 e a expectativa da companhia é que seja concluída ao longo de 2021.

OPEO

Em 19 de outubro de 2016, a Ouro Preto submeteu à apreciação da ANP, proposta para cessão dos ativos por ela detidos na bacia do Parnaíba, totalizando sete blocos na fase exploratória (PN-T-114, PN-T-137, PN-T-151, PN-T-165, PN-T-145, PN-T-162 e PN-T-65). O processo foi aprovado pela ANP em 15 de fevereiro de 2017 e os ativos passaram a ser operados pela subsidiária OPEO. Em 2018, a OPEO, deu continuidade à campanha para perfuração de poços exploratórios na bacia do Parnaíba.

Após finalizar a atividade de terraplenagem e construção das bases em julho de 2018, foi dado início à atividade de perfuração, que inicialmente ocorreu em Jatobá (bloco PN-T-137) e posteriormente em Serra Negra (bloco PN-T-114).

A avaliação dos dados dos poços (*post-mortem*) serviu de base para reinterpretação geológica e geofísica dos blocos visando a identificação de novos prospectos. Após análise, não foram identificados novos prospectos

Ao final da atividade de perfuração, a equipe do Programa de Comunicação Social da Ouro Preto retornou às locações para comunicar o fim da atividade e avaliar o trabalho desenvolvido. Esse tipo de ação reforça a interação com os moradores das localidades e mantém uma linha direta de comunicação com os representantes dos órgãos públicos e das comunidades.

As atividades de recuperação das áreas em que houve mobilização para a perfuração (PN-T-114 e PN-T-137), bem como da área no bloco PN-T-165, ocorreram entre os meses de fevereiro e março de 2019. Logo após a conclusão das atividades de recuperação, as áreas foram objeto de auditoria ambiental pela empresa Catalina Consultores Associados Ltda, na qual não foram constatadas não conformidades, considerando as áreas aptas para a devolução à ANP.

Em de maio de 2019, foram iniciados os processos de devolução dos blocos PN-T-65, PN-T-137, PN-T-145, PN-T-151, PN-T-162 e PN-T-165 junto à ANP. A aprovação dos relatórios de devolução se deram em agosto de 2019 para os blocos PN-T-65 (Despacho Nº 35/2019/SEP/ANP-RJ)., PN-T-145 (Despacho Nº 37/2019/SEP/ANP-RJ), PN-T-151 (Despacho Nº 39/2019/SEP/ANP-RJ), PN-T-162 (Despacho Nº 36/2019/SEP/ANP-RJ) e PN-T-165 (Despacho Nº 38/2019/SEP/ANP-RJ). Para o bloco PN-T-137, a aprovação do relatório de devolução ocorreu em janeiro de 2020 (Despacho Nº 232/2020/SEP/ANP-RJ).

Em 2019, após análises da administração foi necessário a realização de provisão para impairment sobre o bloco PN-T-114. Este teve o processo de devolução à ANP iniciado em março de 2020 e encontra-se em avaliação por parte da ANP. Este ativo está 100% provisionado.

OP Enchova e Pampo
Em 26 de março de 2018 foi constituída a Herten RJ Empreendimentos Imobiliários S.A., que teve a razão social alterada para OP Enchova e Pampo em 20 de agosto de 2018, tem por objeto social explorar, produzir, distribuir e comercializar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos na bacia de Campos, realizar o transporte de petróleo, seus derivados e gás natural e realizar a geração, transmissão e distribuição de eletricidade e energia e participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia. Em 30 de agosto de 2019, houve a liquidação da OP Enchova e Pampo.

2 Base de preparação das demonstrações financeiras

2.1 Declaração de conformidade (com relação às normas IFRS e às normas CPC)

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP.

As demonstrações financeiras da Companhia foram aprovadas para divulgação pela Diretoria em 28 de agosto de 2020.

Detalhes sobre as políticas contábeis da Companhia estão apresentadas na nota explicativa 8.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

3 Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, que é a moeda funcional da Companhia.. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

As controladas OP Pescada e OP Energia, utilizam o dólar norte-americano (US$) como moeda funcional. As informações financeiras das controladas e controladora em conjunto são apresentadas em reais (R$)..

4 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos e estimativas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma continua e as alterações são reconhecidas prospectivamente. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

a. Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- **Nota explicativa 22 –** Provisão de Abandono dos Poços (extensão das concessões);
- **Nota explicativa 17 e 18 -** Teste de *Impairment*

b. Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um efeito significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- **Nota Explicativa nº 17** - Imobilizado (depreciação e *impairment*)
- **Nota Explicativa nº 18** – Intangível (amortização e *impairment*)
- N**ota Explicativa nº 22** - Provisão para abandono de instalações (prazo do abandono, custo estimado e taxa de desconto)
- **Nota Explicativa nº 23** - Provisão para contingências (probabilidade de perda das causas em aberto)

5 Mudanças nas principais políticas contábeis

5.1- Normas adotadas a partir de 1º de janeiro de 2019

(i) **IFRS 16 Leases (CPC 06 (R2) Arrendamento)**

O CPC 06 (R2) - Arrendamentos, emitido pelo CPC, em substituição à versão anterior da referida norma CPC 06 (R1), equivalente à norma internacional IAS 17. O CPC 06 (R2), estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial no qual todos os arrendamentos mercantis resultam no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e um passivo de arrendamento.

Este é o primeiro conjunto de demonstrações financeiras anuais da Companhia no qual o CPC 06(R2) – Arrendamentos foram aplicados. As mudanças relacionadas nas principais políticas contábeis estão descritas na nota explicativa 25.

Na adoção inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16, a Companhia utilizou a abordagem retrospectiva modificada sob a qual as informações comparativas não foram reapresentadas; e o direito de uso do ativo foi mensurado pelo mesmo valor que o passivo do arrendamento. A norma define que um contrato é ou contém um arrendamento quando transfere o direito de controlar o uso de um ativo identificado por um determinado período, em troca de uma contraprestação.

Adicionalmente, a Companhia decidiu adotar as isenções de reconhecimento previstas na norma para os arrendamentos de curto prazo e baixo valor.

O impacto na demonstração do resultado após a adoção do CPC 06 (R2) é a substituição do custo linear com aluguéis (arrendamento operacional) pelo custo linear de depreciação do bem de direito de uso do objeto dos contratos e a despesa de juros sobre obrigações de arrendamento, calculada com base nas taxas de captação vigentes no momento da contratação dessas operações.

A seguir seguem as informações sobre o reconhecimento e mensuração, apresentação e divulgação das operações de arrendamento mercantil utilizadas pela Companhia:

Reconhecimento

O passivo de arrendamento é inicialmente mensurado a valor presente, descontado à taxa de juros nominal incremental do empréstimo do grupo, líquido dos seguintes efeitos:

a) Pagamentos variáveis de arrendamento com base em um índice ou taxa;
b) Valores pagos pelo locatário sob garantias de valor residual;

c) Preço de exercício de uma opção de compra se o locatário estiver razoavelmente certo de que exercerá a opção;
d) Pagamento de multa por rescisão do contrato de arrendamento se os termos contratuais contemplarem o exercício da opção pelo arrendatário; e

Os ativos de direito de uso são medidos de acordo com os seguintes itens:

a) O valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento;
b) Quaisquer pagamentos de arrendamento feitos na ou antes da data de início menos quaisquer incentivos de arrendamento recebidos; e
c) Quaisquer custos diretos iniciais.

Os pagamentos das operações de arrendamento mercantil de curto prazo, bem como das operações de arrendamento mercantil de bens de baixo valor, são contabilizados no resultado como despesa.

Considerações relevantes na determinação do prazo de arrendamento
Na determinação do prazo do arrendamento, a administração considera todos os fatos e circunstâncias que criam incentivo econômico ao exercício da opção de prorrogação ou rescisão do contrato de arrendamento. As opções de prorrogação (ou períodos após as opções de extinção) são incluídas no prazo do arrendamento somente quando houver razoável certeza de que o arrendamento será prorrogado (ou não será extinto).
Tal avaliação é revista no caso de um evento ou mudança significativa nas circunstâncias, que afeta tal avaliação e está sob o controle do locatário.

Transição CPC 06 (R2) / IFRS 16
A Companhia adotou o CPC 06(R2) a partir do dia 1º de janeiro de 2019, data de adoção inicial, utilizando a abordagem retrospectiva modificada, dessa forma, a informação comparativa não foi reapresentada e continua a ser divulgada de acordo com o CPC 06. Como resultado da adoção, a Companhia alterou sua politica contábil para os contratos de arrendamento, conforme apresentado na nota explicativa nº 25 – "Arrendamentos. "

(ii) **ICPC 22 / IFRIC 23 – Incerteza sobre o tratamento do Imposto de Renda**

Em 1° de janeiro de 2019, a companhia adotou a interpretação técnica ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro, emitida pelo CPC, que descreve como determinar a posição contábil quando houver incerteza sobre o tratamento do imposto de renda. A interpretação requer que a entidade:

- Determine se posições fiscais incertas são avaliadas separadamente ou como um grupo;
- Avalie se é provável que a autoridade fiscal aceite a utilização de tratamento fiscal incerto, ou proposta de utilização, por uma entidade nas suas declarações de imposto de renda.

Em caso positivo, a entidade deve determinar sua posição fiscal e contábil em linha com o tratamento fiscal utilizado ou a ser utilizado nas suas declarações de imposto de renda. Em caso negativo, a entidade deve refletir o efeito da incerteza na determinação da sua posição fiscal e contábil.

No período de 01 de Janeiro de 2019 a 31 de dezembro de 2019, não houve impactos nas demonstrações financeiras da Companhia.

5.2- Normas adotadas a partir de 1º de janeiro de 2018

(i) IFRS 9 Financial Instruments (CPC 48 Instrumentos Financeiros)

O CPC 48 inclui novos modelos para a classificação e mensuração de ativos/passivos financeiros e de perdas esperadas para ativos financeiros e contratuais, além de novos requisitos sobre a contabilização de hedge. Esta norma substitui o IAS 39/CPC 38 Instrumentos Financeiros - Reconhecimento e Mensuração.

Classificação - Ativos financeiros
O CPC 48 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que reflete o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

O CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma substitui as categorias na IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

De acordo com a CPC 48, os derivativos embutidos em contratos onde o hospedeiro é um ativo financeiro no escopo da norma nunca são separados. Em vez disso, o instrumento financeiro híbrido como um todo é avaliado para sua classificação.

Redução no valor recuperável (impairment) - Ativos Financeiros e Ativos Contratuais
O CPC 48 substitui o modelo de ”perdas incorridas” da IAS 39/CPC 38 por um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. Isso exigirá um julgamento sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas.

O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais.

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e

- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a companhia definiu por sempre utilizar perdas de crédito esperadas para a vida inteira para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo.

Passivos financeiros
O CPC 48 preserva grande parte dos requerimentos da IAS 39 para a classificação de passivos financeiros.

Contudo, de acordo com a IAS 39, todas as variações de valor justo dos passivos designados como VJR são reconhecidas no resultado, enquanto que, de acordo com a CPC 48, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma:

- o valor da variação do valor justo que é atribuível às alterações no risco de crédito do passivo financeiro é apresentado em ORA; e
- o valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado.

(ii) **IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Receita de contrato de clients)**
O CPC 47 diz respeito ao reconhecimento da receita dos contratos com o cliente. A norma estabelece princípios que a entidade deve aplicar para apresentar informações sobre a natureza, o valor, a época e a incerteza de receitas e fluxos de caixa provenientes de contrato com cliente. O reconhecimento da receita deve acontecer quando a entidade satisfizer à obrigação de performance ao transferir o bem ou serviço prometido ao cliente. A transferência pode ser ao longo do tempo (“over time”) ou em um momento específico (“at a point in time”).

As receitas da Compahia advém da venda de produtos (Óleo e Gás), consideradas sem obrigação subsequente de desempenho, as receitas são reconhecidas no momento em que o controle do ativo é transferido para os clientes. Portanto, não tem diferença com o momento em que os riscos e benefícios eram considerados transferidos de acordo com CPC 30 e a aplicação do CPC 47/ não teve impacto nas políticas contábeis para reconhecimento de receitas sobre as vendas.

6 Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e reconhecidos nos balanços patrimoniais:

– os instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado são mensurados pelo valor justo;

7 Retificação de erros

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e 2017, estão sendo reapresentados em conformidado com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro (IAS 8).

Durante o exercício de 2019, a Companhia identificou ajustes referente a necessidade de correção de erros imateriais de exercícios anteriores referentes a taxa de desconto usada para mensurar a provisão de abandono de instalações em suas controladas com impacto nos saldos iniciais do balanço patrimonial em 1º de janeiro de 2017 e nas demonstrações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2018, além de ajustes na conversão de balanço da moeda funcional para a moeda de apresentação.

A tabela a seguir resumo os impactos nas demonstrações financeiras:

(i) Balanço patrimonial

31 de dezembro de 2018

	Controladora			**Consolidado**		
	Anteriormente Apresentado	**Ajuste**	**Reapresentado**	**Anteriormente Apresentado**	**Ajuste**	**Reapresentado**
Investimentos	295.540	(650)	294.899	-	-	-
Total de ativos	**316.220**	**(650)**	**315.570**	**425.782**	**-**	**425.782**
Provisão para abandono de poços	-	-	-	121.043	737	121.780
Outras obrigações	-	-	-	12.583	(87)	12.496
Total de passivos	**59.651**	**-**	**59.651**	**169.213**	**650**	**169.863**
Prejuízos acumulados	(66.563)	(306)	(66.869)	(66.563)	(306)	(66.869)
Ajuste acumulado de conversão	(4.017)	(344)	(4.361)	(4.017)	(344)	(4.361)
Total do patrimônio líquido	**256.569**	**(650)**	**255.919**	**256.569**	**(650)**	**255.919**

31 de dezembro de 2017

	Controladora			Consolidado		
	Anteriormente Apresentado	**Ajuste**	**Reapresentado**	**Anteriormente Apresentado**	**Ajuste**	**Reapresentado**
Investimentos	231.196	(6.814)	224.382	-	-	-
Total de ativos	**272.278**	**(6.814)**	**265.464**	**453.309**	**-**	**453.309**
Provisão para abandono de poços	-	-	-	174.830	6.814	181.645
Total de passivos	**33.294**	**-**	**33.294**	**214.325**	**6.814**	**221.139**
Prejuízos acumulados	(48.287)	(6.814)	(55.101)	(48.287)	(6.814)	(55.101)
Total do patrimônio líquido	**238.984**	**(6.814)**	**232.170**	**238.984**	**(6.814)**	**232.170**

1º de janeiro de 2017

	Controladora			Consolidado		
	Anteriormente Apresentado	**Ajuste**	**Reapresentado**	**Anteriormente Apresentado**	**Ajuste**	**Reapresentado**
Investimentos	273.139	(6.844)	266.296	-	-	-
Total de ativos	**356.464**	**(6.844)**	**349.620**	**525.857**	**-**	**525.857**
Provisão para abandono de poços	-	-	-	148.251	6.844	155.095
Total de passivos	**65.665**	**-**	**65.665**	**235.058**	**6.844**	**241.902**
Prejuízos acumulados	(8.683)	(6.844)	(15.527)	(8.683)	(6.844)	(15.527)
Total do patrimônio líquido	**290.799**	**(6.844)**	**283.955**	**290.799**	**(6.844)**	**283.955**

(ii) Demonstrações do resultado e resultado abrangente

31 de dezembro de 2018

	Controladora			Consolidado		
	Anteriormente Apresentado	**Ajuste**	**Reapresentado**	**Anteriormente Apresentado**	**Ajuste**	**Reapresentado**
Custo dos produtos vendidos	**-**	**-**	**-**	(17.972)	6.334	(11.638)
(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos	**-**	**-**	**-**	18.601	4.654	23.255
Equivalência patrimonial	1.453	6.508	7.960	-	-	-
Receitas financeiras	1.919	-	1.919	10.288	(1.339)	8.949
Despesas financeiras	(1.647)	**-**	(1.647)	(39.520)	(3.141)	(42.661)
Lucro (prejuízo)	(18.276)	6.508	(11.768)	(18.276)	6.508	(11.768)

	Controladora			Consolidado		
	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado
líquido do exercício						
Ajuste acumulado de conversão	35.861	(344)	35.517	35.861	(344)	35.517
Total do resultado abrangente	17.585	6.164	23.749	17.585	6.164	23.749
Lucro por ação	0,43	(0,15)	0,28	0,43	(0,15)	0,28

31 de dezembro de 2017

	Controladora			Consolidado		
	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado
(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos	-	-	-	(40.765)	30	(40.735)
Equivalência patrimonial	(41.201)	30	(41.171)	-	-	-
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	(52.682)	30	(52.652)	(52.682)	30	(52.652)
Lucro por ação	(1,23)	-	(1,23)	(1,23)	-	(1,23)
Total do resultado abrangente	(51.815)	30	(51.785)	(51.815)	30	(51.785)

(iii) Demonstrações do fluxo de caixa

31 de dezembro de 2018

	Controladora			Consolidado		
	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(14.962)	-	(14.962)	(515)	16.288	15.772
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(2.136)	-	(2.136)	(36.420)		(36.420)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	-			-
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	26.038	-	26.038	119.692	-	119.692
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	-	(16.288)	(16.288)
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	8.940	-	8.940	82.757	-	82.757

31 de dezembro de 2017

	Controladora			Consolidado		
	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado	Anteriormente Apresentado	Ajuste	Reapresentado
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(45.245)	-	(45.245)	(18.489)	(2.315)	(20.804)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	32.158	-	32.158	119	-	119
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	-	-		-
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	39.125	-	39.125	138.062	-	138.062
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	-	2.315	2.315
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	26.038	-	26.038	119.692	-	119.692

8 Principais políticas contábeis

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras, salvo indicação ao contrário.

8.1 Base de consolidação

As demonstrações financeiras das controladas estão incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As políticas contábeis das controladas estão alinhadas com as políticas adotadas pela Controladora.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as informações financeiras das controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

Os saldos e transações intergrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intergrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Os ganhos não realizados oriundos de transações com a controlada registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia nas controladas. Os resultados não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados dos ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução do valor recuperável.

8.2 Transações com moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são reconvertidos para a moeda funcional de acordo com a taxa de câmbio naquela data. As diferenças encontradas são

reconhecidas no resultado na linha de variação cambial. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação.

Os ativos e passivos das controladas que possuem como moeda funcional o dólar americano são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes- ajustes acumulados de conversão

8.3 Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor.

8.4 Caixa restrito

São depósitos mantidos com a finalidade de garantir compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se de aplicações financeiras com liquidez vinculada ao cumprimento de suas obrigações e risco insignificante de mudança de valor.

8.5 Receitas de contrato com cliente

(i) **Reconhecimento da receita conforme o IFRS 15 / CPC 47 (aplicável a partir de 1° de janeiro de 2018)**

O IFRS 15 / CPC 47 estabelece uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida e por quanto a receita é mensurada. De acordo com o CPC 47, a receita é reconhecida quando o cliente obtém o controle dos bens ou serviços.

As receitas da Companhia são oriundas de vendas de óleo e gás. A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente e é reconhecida se: (i) os riscos e beneficios mais significativos inerentes à propridade dos bens forem transferidos para o comprador; (ii) for provável que benefícios ecônomicos financeiros fluirão para a Companhia; (iii) os custos associados e a possível devolução de produtos puderem ser estimados de maneira confiável; (iv) não haja envolvimento continuo com os produtos vendidos; e (v) o valor da receita possa ser mensurado de forma confiavel. A receita é mensurada liquida de devoluções e descontos comerciais, quando aplicável.

A Empresa reconhece suas receitas quando (ou à medida que) satisfaz sua obrigação de desempenho, transferindo o bem ou serviço prometido ao cliente.

(ii) **Reconhecimento da receita conforme o CPC 30/IAS 18 (aplicável antes de 1° de janeiro de 2018)**

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços prestados no curso normal das atividades da Companhia. A receita é apresentada líquida dos impostos, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos.

As receitas são reconhecidas quando há a transferência dos riscos e benefícios dos produtos para o cliente.

8.6 Receitas e despesas financeiras

As receitas e despesas financeiras do Companhia compreendem:

- Despesa de juros;
- ganhos/perdas líquidos de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- unwinding of discount on the abandonment liabilities;

- ganhos/perdas líquidos de variação cambial sobre ativos e passivos financeiros; e
- perdas por redução ao valor recuperável (e reversões) sobre as provisões de abandono.

A receita e a despesa de juros são reconhecidas no resultado pelo método de juros efetivos. A receita de dividendos é reconhecida no resultado na data em que o direito do Grupo de receber o pagamento é estabelecido. O Grupo classifica juros recebidos e dividendos e juros sobre capital próprio recebidos como fluxos de caixa das atividades de investimento.

A 'taxa de juros efetiva' é a taxa que desconta exatamente os pagamentos ou recebimentos em caixa futuros estimados ao longo da vida esperada do instrumento financeiro ao:

- valor contábil bruto do ativo financeiro; ou
- ao custo amortizado do passivo financeiro.

No cálculo da receita ou da despesa de juros, a taxa de juros efetiva incide sobre o valor contábil bruto do ativo (quando o ativo não estiver com problemas de recuperação) ou ao custo amortizado do passivo. No entanto, a receita de juros é calculada por meio da aplicação da taxa de juros efetiva ao custo amortizado do ativo financeiro que apresenta problemas de recuperação depois do reconhecimento inicial. Caso o ativo não esteja mais com problemas de recuperação, o cálculo da receita de juros volta a ser feito com base no valor bruto

8.7 Impostos

Impostos sobre a receita

As receitas de vendas e serviços estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições pelas seguintes alíquotas básicas:

Programa de Integração Social (“PIS”)	1,65%
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (“COFINS”)	7,6%
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (“ICMS”)	18%

Esses encargos são apresentados como deduções de vendas na demonstração do resultado.

Imposto de renda e contribuição social

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda ("IRPJ") e a contribuição social ("CSLL"). O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para os lucros que excederem R$240 no período de 12 meses, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável, reconhecidos pelo regime de competência. Portanto, as adições ao lucro contábil de despesas, temporariamente não dedutíveis, ou exclusões de receitas, temporariamente não tributáveis, para apuração do lucro tributável corrente, geram créditos ou débitos tributários diferidos.

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida. O imposto diferido não é reconhecido para:

– diferenças temporárias sobre o reconhecimento inicial de ativos e passivos em uma transação que não seja uma combinação de negócios e que não afete nem o lucro ou prejuízo tributável nem o resultado contábil;
– diferenças temporárias relacionadas a investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos sob controle conjunto, na extensão que a Companhia seja capaz de controlar o momento da reversão da diferença temporária e seja provável que a diferença temporária não será revertida em futuro previsível; e
– diferenças temporárias tributáveis decorrentes do reconhecimento inicial de ágio.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Os lucros tributáveis futuros são determinados com base na reversão de diferenças temporárias tributáveis relevantes. Se o montante das diferenças temporárias tributáveis for insuficiente para reconhecer integralmente um ativo fiscal diferido, serão considerados os lucros tributáveis futuros, ajustados para as reversões das diferenças temporárias existentes, com base nos planos de negócios da controladora e de suas subsidiárias individualmente.

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que fora decretadas até a data do balanço, e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

8.8 Imobilizado

Reconhecimento e mensuração

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição, deduzido da depreciação acumulada e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. A depreciação dos bens é calculada de acordo com o método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de óleo e gás.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos (*successful efforts method of accounting*).

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado quando incorridos.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associados ao poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de empregados, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Se reservas comerciais não são encontradas, o poço exploratório é baixado do resultado. Quando reservas são encontradas, o custo é mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, sejam concluídas.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da Administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não venha a ser confirmada, esses custos são baixados ao resultado. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são transferidos para "Ativos de Óleo e Gás".

Na fase de desenvolvimento, as inversões para construção, instalação e infraestrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento malsucedidos) são capitalizados como "Ativos de Óleo e Gás".

Os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas de produção são estimados e registrados como parte dos custos desses ativos, em contrapartida à provisão que suportará tais gastos, tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área. Essa provisão é apresentada como ativo imobilizado em contrapartida ao passivo exigível a longo prazo. As estimativas dos custos com abandono são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, descontadas a taxa livre de risco ajustada pelo prêmio de risco país. As estimativas de custos com abandono são revistas anualmente ou quando há indicação de

mudanças relevantes, com a consequente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos. A provisão é atualizada mensalmente em base pro-rata considerando-se a taxa de desconto livre de risco ajustada com a qual foi descontada em contrapartida a uma despesa financeira.

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso ou venda são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa no período em que são incorridos.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho e perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado do exercício em que o ativo for baixado.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Depreciação

Os "Ativos de Óleo e Gás", incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas e ativos que beneficiarão a totalidade da vida econômica útil do campo, como dutos de gás e óleo, são depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas.

O ativo imobilizado, com exceção dos gastos exploratórios capitalizáveis mencionados acima, é depreciado pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente.

Estes são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso ou, em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, de acordo com as taxas e critérios mencionados na notas explicativas nº 17.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

Provisão para redução ao valor recuperável dos ativos não financeiros (impairment)

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou unidade geradora de caixa ("UGC") exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados dos seus valores presentes por meio da taxa de desconto antes de impostos, que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou UGC. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são reunidos ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo. Estes ativos são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a unidade geradora de caixa).

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes a UGCs são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC) e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma pro rata.

8.9 Intangível

Reconhecimento e mensuração

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

Gastos subsequentes

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os benefícios econômicos futuros incorporados ao ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos, incluindo gastos com ágio gerado internamente e marcas e patentes, são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

Amortização

A amortização de softwares e licenças e estudos ambientais é calculada utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens, líquido de seus valores residuais estimados. A vida útil estimada para esses bens são de 5 anos. A amortização é geralmente reconhecida no resultado.

Os bônus de assinatura e gastos exploratórios são amortizados pelo método das unidades produzidas, considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas. Caso não sejam identificadas reservas de hidrocarbonetos economicamente viáveis, estes gastos são lançados no resultado.

Os métodos de amortização, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

8.10 Ativos mantidos para venda e operação descontinuada

Os ativos não circulantes são classificados como mantidos para venda se for altamente provável que serão recuperados primariamente por meio de venda ao invés do seu uso contínuo.

Os ativos mantidos para venda, são geralmente mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo menos as despesas de venda. Qualquer perda por redução ao valor recuperável sobre um grupo de ativos mantidos para venda é inicialmente alocada ao ágio, e, então, para os ativos e passivos remanescentes em uma base pro rata, exceto pelo fato de que nenhuma perda deve ser alocada aos estoques, ativos financeiros, ativos fiscais diferidos, ativos de benefícios a empregado, propriedade para investimento e ativos biológicos, os quais continuam a ser mensurados conforme as outras políticas contábeis do Companhia. As perdas por redução ao valor recuperável apuradas na classificação inicial como mantidos para venda ou para distribuição e os ganhos e perdas de remensurações subsequentes, são reconhecidos no resultado.

Uma vez classificados como mantidos para venda, ativos intangíveis e imobilizado não são mais amortizados ou depreciados, e qualquer investimento mensurado pelo método da equivalência patrimonial não é mais sujeito à aplicação do método.

Uma operação descontinuada é um componente de um negócio do Grupo que compreende operações e fluxos de caixa que podem ser claramente distintos do resto do Grupo e que:

– representa uma importante linha de negócios separada ou área geográfica de operações;
– é parte de um plano individual coordenado para venda de uma importante linha de negócios separada ou área geográfica de operações; ou
– é uma controlada adquirida exclusivamente com o objetivo de revenda.

A classificação como uma operação descontinuada ocorre mediante a alienação, ou quando a operação atende aos critérios para ser classificada como mantida para venda, se isso ocorrer antes.

Quando uma operação é classificada como uma operação descontinuada, as demonstrações do resultado e do resultado abrangente comparativas são reapresentadas como se a operação tivesse sido descontinuada desde o início do período comparativo.

A Administração da Companhia entende que o ativo mantido para venda que trata-se da alienação de Camarupim não representa uma operação descontinuada. A concessão de Camarupim, da OP Energia, que tem como segmento principal a exploração e produção de ativos de óleo e gás. Além de Camarupim, a controlada detém os blocos CE-M-603, POT-M-475 e BM-CAL-4 (Camarão e Pinaúna), ou seja, a operação representou a venda de um ativo isolado e não representa assim a descontinuação de um segmento operacional.

8.11 Instrumentos financeiros

(i) **Instrumentos financeiros conforme o IFRS 9 / CPC 47 (aplicável a partir de 1° de janeiro de 2018)**

A mensuração de ativos e passivos financeiros da Companhia são inicialmente mensurados a valor justo por meio do resultado. Conforme IFRS 9 / CPC 48 (no exercício de 2017 a Companhia seguia o IAS 39 / CPC 38).

Segue abaixo as classificações utilizadas nos períodos:

	Classificação	
	CPC 38 / IAS 39 (anterior a 01.01.2018)	**CPC 48 - IFRS 9 (após a 01.01.2018)**
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	Mensuração pelo valor justo por meio do resultado	Mensuração pelo valor justo por meio do resultado
Contas a receber	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Caixa restrito	Mensuração pelo valor justo por meio do resultado	Mensuração pelo valor justo por meio do resultado
Outros créditos	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Passivos		
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Valores a pagar ao operador	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Outras obrigações	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado

Um ativo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

No reconhecimento inicial, ativos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzidos dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais ativos, exceto por contas a receber de clientes que não contiverem componente de financiamento significativo.

Ativos Financeiros

Ativos financeiros são classificados e mensurados com base nas características dos fluxos de caixa contratual e no modelo de negócios para gerir o ativo, conforme segue:

- Custo amortizado: ativo financeiro (instrumento financeiro de dívida) cujo o fluxo de caixa contratual resulta somente do pagamento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais;
- Valor justo por meio do resultado: todos os demais ativos financeiros. Esta categoria geralmente inclui instrumentos financeiros derivativos;

- Ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes: Os ativos financeiros devem ser mensurados pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, se as duas condições a seguir forem atendidas.

(a) o ativo financeiro é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é alcançado tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e

(b) os termos contratuais do ativo financeiro dão origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que compreendem exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Passivos financeiros
Um passivo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

No reconhecimento inicial, passivos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais passivos, exceto por passivos financeiros mensurados a valor justo.

Passivos financeiros são classificados como mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, exceto em determinadas circunstâncias, que incluem determinados passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, como no caso dos instrumentos financeiros derivativos.

Quando passivos financeiros mensurados a custo amortizado tem seus termos contratuais modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do período.

(a) Classificação e mensuração de ativos financeiros e passivos financeiros

O CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiro: mensurados ao custo amortizado, VJORA e VJR. A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48 é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e em suas características de fluxos de caixa contratuais. O CPC 48 elimina as categorias antigas do CPC 38 de títulos mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. A adoção da IFRS 9 não teve um efeito significativo nas políticas contábeis da Companhia relacionadas aos passivos financeiros e instrumentos financeiros derivativos.

Uma série de políticas e divulgações contábeis do Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

O Companhia estabeleceu uma estrutura de controle relacionada à mensuração de valor justo. Isso inclui uma equipe de avaliação que possui a responsabilidade geral de revisar todas as mensurações significativas de valor justo, incluindo os valores justos de Nível 3.

A equipe de avaliação revisa regularmente dados não observáveis significativos e ajustes de avaliação. Se informação de terceiros, tais como cotações de corretoras ou serviços de preços, é utilizada para mensurar valor justo, a equipe de avaliação analisa as evidências obtidas de terceiros para suportar a conclusão de que tais avaliações atendem os requisitos das normas CPC/IFRS, incluindo o nível na hierarquia do valor justo em que tais avaliações devem ser classificadas.

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (inputs) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte
forma.

– Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.
– Nível 2: inputs, exceto os preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
– Nível 3: inputs, para o ativo ou passivo, que não são baseados em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

O Companhia reconhece as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do período das demonstrações financeiras em que ocorreram as mudanças.

Informações adicionais sobre as premissas utilizadas na mensuração dos valores justos estão incluídas na Note 36.

(b) Impairment de ativos financeiros

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e

- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo.

(c) Desreconhecimento

Ativos financeiros

O Grupo desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando o Grupo transfere os direitos contratuais de recebimento aos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual o Grupo nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro

A Companhia realiza transações em que transfere ativos reconhecidos no balanço patrimonial, mas mantém todos ou substancialmente todos os riscos e benefícios dos ativos transferidos. Nesses casos, os ativos financeiros não são desreconhecidos.

Passivos financeiros

O Grupo desreconhece um passivo financeiro quando sua obrigação contratual é retirada, cancelada ou expira. O Grupo também desreconhece um passivo financeiro quando os termos são modificados e os fluxos de caixa do passivo modificado são substancialmente diferentes, caso em que um novo passivo financeiro baseado nos termos modificados é reconhecido a valor justo.

No desreconhecimento de um passivo financeiro, a diferença entre o valor contábil extinto e a contraprestação paga (incluindo ativos transferidos que não transitam pelo caixa ou passivos assumidos) é reconhecida no resultado.

(ii) **Instrumentos financeiros conforme o CPC 38/IAS 39 (aplicável antes de 1° de janeiro de 2018)**

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando o Grupo for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

Impairment dos ativos financeiros
A base para *impairment* possui o conceito de perda incorrida, ou seja, o ativo financeiro é reduzido quando há evidência objetiva de perda incorrida.

8.12 Investimentos

São registrados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras.

Tais investimentos são reconhecidos inicialmente pelo custo, o qual inclui os gastos com a transação. Após o reconhecimento inicial, as demonstrações financeiras incluem a participação da Companhia no lucro ou prejuízo líquido do exercício e outros resultados abrangentes da investida até a data em que a influência significativa deixa de existir.

As diferenças de moedas estrangeiras geradas na conversão para moeda de apresentação das controladas OP Energia e OP Pescada, que possuem moeda funcional distinta da controladora, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e acumuladas em ajustes de avaliação patrimonial no patrimônio líquido.

8.13 Contas a receber de clientes

Estão apresentadas a valores de realização.

A Companhia realizauma evisão do seu contas a receber e, em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 concluiu que os efeitos da expectativa de perda não são significativos, devido a Companhia possuir um único cliente (Petrobras) que é uma empresa Estatal e tem baixo risco de crédito.

8.14 Provisões

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado. A partir daí, é provável que benefícios econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor da obrigação possa ser feita. A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado, líquida de qualquer reembolso.

Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e processos administrativos

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes e das obrigações legais são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de "perda provável", com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos.

8.15 Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais, quando requeridos, são registrados conforme sua competência e suas atualizações monetárias, são registradas no resultado como receita financeira.

8.16 Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás

Para os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, a Companhia, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com as normas internacionais IFRS 6 - "*Exploration for and evaluation of mineral resources"*.

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento do IAS 16 (CPC 27) forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

O IFRS 6 permite que a Administração defina sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. A Administração definiu sua política contábil para exploração e avaliação de reservas minerais considerando critérios que no seu melhor julgamento representam os aspectos do seu ambiente de negócios e que refletem de maneira mais adequada as suas posições patrimonial e financeira. Os principais critérios contábeis adotados são:

- Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
- Os gastos com perfuração de poços onde as avaliações de viabilidade não foram concluídas permanecem capitalizados exploração, desenvolvimento e produção até a sua conclusão. Gastos de perfuração de poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os determinados como não viáveis ("*dryhole*") são registrados diretamente na demonstração de resultado na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás;
- Outros gastos exploratórios que não relacionados ao bônus de assinatura são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor.

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

A Companhia apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas totais quando entram na fase de produção.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos através do valor em uso empregando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, declínio na curva de produção, câmbio na moeda norte-americana, taxa de desconto, preço do barril, custos e investimentos são considerados no modelo de teste de *impairment*.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (nota explicativa 22). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício (resultado financeiro líquido).

8.17 Valores a pagar ao operador

Os valores a pagar ao operador são obrigações a pagar por serviços que foram adquiridos no curso normal das operações, sendo classificadas no passivo circulante se o pagamento for devido no período de até um ano; caso contrário, são classificadas no passivo não circulante.

8.18 Demonstração do Valor Adicionado ("DVA")

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das informações financeiras trimestrais e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma e as outras receitas), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

8.19 Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no período.

9 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Uma série de novas normas serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2020. O Grupo não adotou essas normas na preparação destas demonstrações financeiras.As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras.

- Alterações nas referências à estrutura conceitual nas normas IFRS.
- Definição de um negócio (alterações ao CPC 15/IFRS 3).
- Definição de materialidade (emendas ao CPC 26/IAS 1 e CPC 23/IAS 8).
- IFRS 17 Contratos de Seguros.

10 Caixa e equivalentes de caixa e Caixa restrito

10.1 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Caixa e bancos	1	1	4	17	7	23	39	354
Aplicações financeiras(*)	3.831	8.939	26.034	39.108	63.566	82.734	119.653	137.708
	3.832	**8.940**	**26.038**	**39.125**	**63.573**	**82.757**	**119.692**	**138.062**

(*)As aplicações financeiras constituem-se, integralmente, em Certificados de Depósito Bancário ("CDB") mantidos em banco de primeira linha (Banco Itaú e Banco Santander) e estão disponíveis para negociação e, portanto, podendo ser resgatadas a qualquer tempo, sem perda significativa de valor para a Companhia. As aplicações financeiras são remuneradas com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").

Os rendimentos obtidos pelas aplicações financeiras estão demonstradas a seguir:

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Rendimentos com aplicações financeiras (Nota 34)	188	1.567	1.593	4.605	7.642	14.320

10.2 Caixa restrito

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Fiança bancária (a)	-	-	-	-	3.742	3.533	3.129	2.407
Conta garantida (b)	-	-	-	-	15.450	14.736	12.125	-
	-	-	**-**	**-**	**19.192**	**18.269**	**15.254**	**2.407**

(a) Em 02 de fevereiro de 2016, a controlada OP Energia contratou fiança bancária com o Banco Santander no valor de R$2.407, com vencimento em 31 de janeiro de 2022, para garantir o processo de suspensão de exigibilidade de débito perante a Fazenda Nacional relativa a contribuições patronais sociais.

(b) Em 28 de dezembro de 2017, OP Energia abriu conta garantia no valor de R$12.125 para garantir obrigações da Companhia durante seu processo de arbitragem. Em maio de 2020 houve a finalização do processo e o valor foi integralmente liberado a favor da Companhia

11 Títulos e valores mobiliários

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Certificado de depósito Bancário – CDB	-	-	-	-	-	-	-	21.316
	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**21.316**

O saldo de titulos e valores mobiliários em 01 de janeiro de 2017 era referente ao CDB compromissado com o Banco Itaú com vencimento em junho de 2017.

12 Contas a receber de clientes

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Vendas de gás	-	-	-	-	2.489	5.116	5.126	6.257
Vendas de óleo	-	-	-	-	1.047	1.908	2.094	1.980
	-	-	**-**	**-**	**3.536**	**7.024**	**7.220**	8.237

Referem-se, integralmente, aos valores a receber da Petrobras pela venda da produção de óleo e gás dos campos de Pescada e Arabaiana, no estado do Rio Grande do Norte. A produção é vendida em sua totalidade para a Petrobras.

Em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, não existiam valores vencidos no contas a receber, assim como a Administração avaliou a perda esperada e definiu não haver valor significativo de provisão a ser reconhecido.

13 Imposto de renda, contribuição social e outros impostos recuperar

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Imposto de renda retido na fonte (a)	1.183	6.745	8.220	7.549	6.484	13.684	14.826	10.258
Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido e CSLL (a)	-	-	73	233	106	88	162	539
Imposto sobre circulação de	-	-	-	-	130	109	174	236

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
mercadorias e serviços (b)								
Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (b)	121	116	124	-	121	8.824	11.852	17.632
Outros	-	-	-	-	-	2	2	2
	1.304	6.861	8.417	7.782	6.841	22.707	27.016	28.667
Circulante	**100**	**1.064**	**631**	**7.782**	**546**	**8.202**	**7.503**	**11.035**
Não circulante	**1.204**	**5.797**	**7.786**	**-**	**6.295**	**14.505**	**19.513**	**17.632**

(a) Refere-se basicamente a imposto de renda retido sobre aplicações financeiras e saldo decorrentes de pagamentos indevidos em períodos anteriores sobre IRPJ/CSLL, sendo atualizados a taxa básica de juros da economia (SELIC) e utilizados para compensações de impostos federais devidos que a Companhia protocolou junto a Receita Federal do Brasil (“ RFB”);

(b) Créditos de PIS, COFINS e ICMS sobre aquisição de ativos, insumos e serviços relacionados aos campos Camarupim, Pescada, Arabaiana e Dentão respectivamente. Os créditos de ICMS são utilizados para compensar o imposto devido do faturamento de óleo/gás de acordo com Controle de Crédito do Ativo Permanente (CIAP); Para o PIS/COFINS não há a utilização dos créditos uma vez que não há imposto devido a ser compensado sobre as operações de Camarupim, devido a interrupção das operações decorrido do acidente da FPSO CSM em Fevereiro de 2015.

14 Ativo mantido para venda

Em agosto de 2019, a Administração se comprometeu com um plano para vender o campo de Camarupim de sua controlada OP Energia. Assim, este campo está apresentado como um grupo de ativo mantido para venda no valor de R$ 25.994. Os esforços para a venda desse grupo de ativos já se iniciaram e a venda ocorreu em maio de 2020.

O valor do ativo mantido pra venda representa o valor negociado com a contraparte para a venda do Campo de Camarupm, onde a companhia concordou com um preço final de US$5.000.000 (cinco milhões de dólares americanos). A Administração entende que o preço reflete um modelo com premissas embasadas em parâmetros atuais de mercado, como o preço de petróleo e a taxa de desconto. O valor contábil dos ativos líquidos é menor que o valor justo da transação e por essa razão não tem risco de perda adicionals de recuperabilidade.

Em 31 de dezembro de 2019, o grupo de ativos e passivos mantidos para venda estava apresentado conforme o quadro abaixo e compreendia os seguintes ativos e passivos:

Campo Camarupim	20.154
Adiantamentos ao operador	5.840
Ativo mantido para venda	**25.994**
Valor a pagar ao operador	14.148
Passivo mantido para venda	**14.148**

Os valores de adiantamento e a pagar a operador estão relacionados ao campo de Camarupim e não serão mais devidos após a venda deste campo.

15 Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais, que representam ativos restritos de suas controladas, referem-se a quantias depositadas e mantidas em juízo até a solução dos litígios a que estão relacionados. Os saldos dos depósitos judiciais totalizam R$ 2.527 nas demonstrações financeiras consolidadas (R$9.997 em 2018, R$15.565 em 2017 e R$ 14.687 em 01 de janeiro de 2017). Esses depósitos obrigatórios estão relacionados principalmente a questões tributárias. O saldo de depósitos judiciais da controladora no valor de R$ 122 em 2019 (R$2 em 2018 e R$2 em 2017) refere-se a questões trabalhistas.

	Controladora				Consolidado			
	2019	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.01.2017**	**2019**	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.01.2017**
Fiscais	-	-	-	-	1.359	8.950	14.519	13.650
Trabalhistas	122	2	2	-	299	179	178	175
Outros	-	-	-	-	869	868	868	862
	122	**2**	**2**	**-**	**2.527**	**9.997**	**15.565**	14.687

16 Investimentos

Em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, os investimentos da Companhia apresentavam a seguinte composição:

	Controladora			
	2019	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.012017**
OP Energia Ltda. (“OP Energia”) – 100%	218.134	214.460	150.217	220.121
OP Pescada Óleo e Gás Ltda. (“OP Pescada”) – 60%	69.707	49.809	38.473	41.046
Ouro Preto Energia Onshore S.A (“OPEO”) – 100%	37	30.615	35.693	5.129
OP Enchova e Pampo S.A (“OPENP”) – 100%	-	5	-	-
	287.878	**294.889**	**224.383**	**266.296**

A movimentação dos saldos de investimentos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 está demonstrada como segue:

	OP Energia	OP Pescada	OPEO	OPENP	Total
Saldo 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**220.121**	**41.046**	**5.129**	**-**	**266.296**
Aporte de capital	40.000	-	30.670	**-**	70.670
Redução de capital	(70.000)	-	-	**-**	(70.000)
Distribuição de dividendos	-	(1.608)	-	**-**	(1.608)
Resultado de equivalência patrimonial	(40.373)	(1.363)	(106)	**-**	(41.842)
Ajuste acumulado de conversão	469	398	-	**-**	867
Saldo 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**150.217**	**38.473**	**35.693**	**-**	**224.383**
Aporte de capital	**-**	**-**	27.000	30	**27.030**
Resultado de equivalência patrimonial	35.896	4.167	(32.078)	(25)	**7.960**
Ajuste acumulado de conversão	28.347	7.169	**-**	**-**	**35.517**
Saldo 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**214.460**	**49.809**	**30.615**	**5**	**294.889**
Aporte de capital	**-**	**-**	12.605	70	**12.675**
	-	**-**	**-**	**-**	**-**
Baixa de investimento	**-**	**-**	**-**	(33)	**(33)**
Resultado de equivalência patrimonial	(7.020)	17.752	(43.183)	(42)	**(32.494)**
Ajuste acumulado de conversão	10.694	2.146	**-**	**-**	**12.840**
Saldo 31 de dezembro de 2019	**218.134**	**69.707**	**37**	**-**	**287.878**

As informações financeiras resumidas das controladas estão assim resumidas:

Controladora	**2019**						
	Participação acionária	**Ativo Circulante**	**Ativo não circulante**	**Passivo circulante**	**Passivo não circulante**	**Patrimônio Líquido**	**Lucro Líquido**
OP Energia Ltda.	100%	36.082	257.684	16.059	45.426	218.133	(7.020)
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	60%	58.976	169.845	6.011	106.630	116.180	29.585
Ouro Preto Energia Onshore S.A	100%	418	-	381	-	37	(43.183)
		95.476	**427.529**	**22.451**	**152.056**	**334.350**	**(20.618)**

Controladora	2018						
	Participação acionária	Ativo Circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido
OP Energia Ltda.	100%	32.268	250.423	25.736	42.495	214.460	35.896
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	60%	64.745	147.821	7.771	121.779	83.016	6.945
Ouro Preto Energia Onshore S.A	100%	3.464	31.621	4.470	-	30.615	(32.078)
OP Enchova e Pampo S.A	100%	5	-	-	-	5	(25)
		100.482	429.865	37.977	164.274	328.096	10.738

Controladora	2017						
	Participação acionária	Ativo Circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido
OP Energia Ltda.	100%	73.386	203.169	25.544	100.794	150.217	(40.373)
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	60%	37.994	152.451	4.739	121.585	64.121	(2.272)
Ouro Preto Energia Onshore S.A	100%	7.825	30.127	2.259	-	35.693	(106)
		119.205	**385.747**	**32.542**	**222.379**	**250.031**	**(42.751)**

Controladora	01.01.2017						
	Participação acionária	Ativo Circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido
OP Energia Ltda.	100%	145.226	213.868	47.829	91.144	220.121	107.328
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	60%	14.606	166.774	4.239	108.732	68.409	(28.181)
Ouro Preto Energia Onshore S.A	100%	5.192	-	63	-	5.129	131
		165.024	**380.642**	**52.131**	**199.876**	**293.659**	**79.278**

Durante o exercício de 2019, a Companhia identificou ajustes referente a necessidade de correção de erros imateriais de exercícios anteriores referentes a taxa de desconto usada para mensurar a provisão de abandono de instalações em suas controladas com impacto nos saldos iniciais do balanço patrimonial em 1º de janeiro de 2017 e nas demonstrações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2018, além de ajustes na conversão de balanço da moeda funcional para a moeda de apresentação,. Os saldos das controladas foram reapresentadas nesta demonstração financeira.

17 Imobilizado

	Imobilizado administrativo	Ativos de óleo e gás	Total	Imobilizado administrativo	Ativos de óleo e gás	Total
Custo						
Em 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**2.463**	**-**	**2.463**	**26.458**	**863.365**	**889.823**
Adições	-	878	878	255	8.370	8.625
Ajuste de conversão	-	-	-	(64)	(8.736)	(8.800)
Ajuste na estimativa de abandono	-	-	-	-	12.749	12.749
Baixa	-	-	-	-	(128)	(128)
Impairment	-	-	-	-	(40.398)	(40.398)
Em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**2.463**	**878**	**3.341**	**26.649**	**835.222**	**861.871**
Adições	-	183	183	284	33.450	33.734
Ajuste de conversão	-	-	-	1.264	38.358	39.622
Ajuste na estimativa de abandono	-	-	-	-	(35.248)	(35.248)
Baixa	-	-	-	-	(262.082)	(262.082)
Em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**2.463**	**1.061**	**3.524**	**28.197**	**609.699**	**637.896**
Adições	-	-	**-**	45	8.593	8.638
Ajuste de conversão	-	-	-	265	10.259	10.259
Ajuste na estimativa de abandono	-	-	-	-	(15.667)	(15.667)
Provisões					58	58
Baixa	(378)	(367)	(745)	(759)	(12.805)	(13.564)
Transferência para ativo mantido para venda					(18.799)	(18.799)
Em 31 de dezembro de 2019	**2.085**	**694**	**2.779**	**27.748**	**581.338**	**609.086**
Depreciação acumulada						
Em 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**(814)**	**-**	**(814)**	**(7.611)**	**(619.007)**	**(626.618)**
Adições	(522)	-	(522)	(1.028)	(3.003)	(4.031)
Em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**(1.336)**	**-**	**(1.336)**	**(8.639)**	**(622.010)**	**(630.649)**
Adições	(516)	-	(516)	(1.193)	(8.874)	(10.067)
Reversão de *impairment*	-	-	-	-	25.588	25.588
Baixa	**-**	-	**-**	-	223.447	223.447
Em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**(1.852)**	-	**(1.852)**	**(9.832)**	**(381.849)**	**(391.681)**
Adições	(503)	-	(503)	(1.229)	(6.036)	(7.265)
Reversão de *impairment*	-	-	-	-	52.380	52.380
Baixa	378	-	378	732	-	732
Em 31 de dezembro de 2019	**(1.977)**	-	**(1.977)**	**(10.329)**	**(335.507)**	**(345.837)**
Valor residual líquido						
Em 01 de janeiro de 2017	**1.649**	**-**	**1.649**	**18.847**	**244.358**	**263.205**
Em 31 de dezembro de 2017	**1.127**	**878**	**2.005**	**18.010**	**213.212**	**231.222**
Em 31 de dezembro de 2018	**611**	**1.061**	**1.672**	**18.365**	**227.850**	**246.215**
Em 31 de dezembro de 2019	**108**	**694**	**802**	**17.419**	**245.831**	**263.250**
Taxa de depreciação	10%-20%	Método das unidades produzidas	-	10%-20%	Método das unidades produzidas	-

Os ativos administrativos compreendem os saldos de terrenos, móveis e utensílios, instalações, máquinas e equipamentos, veículos e equipamentos de informática.

Perdas no valor recuperável de ativos

Para 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, a Companhia efetuou a revisão do valor contábil líquido dos seus ativos fixos com o objetivo de avaliar eventuais mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que pudessem indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. O valor recuperável de uma determinada CGU é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

OP Pescada

Para a subsidiária, OP Pescada, foram identificados indícios indicativos de uma potencial reversão de redução ao valor recuperável no período findo em 31 de Dezembro de 2019, essencialmente devido ao menor custo operacional reportado pelo operador, a redução na taxa de desconto devido a (i) uma menor taxa livre de risco, (ii) menor prêmio de risco do país e (iii) menor custo da dívida e a consideração de um prazo mais longo para a concessão, dado que o campo tem reservas para produzir por mais tempo, o que também foi verificado por Gaffney Cline em seu relatório de 30 de junho de 2020. Desta forma, foi realizado o teste de redução ao valor recuperável dos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, e a provisão para redução ao valor recuperável foi parcialmente revertida (vide nota 17). Em 31 de dezembro de 2019, a Empresa reverteu parcialmente a provisão para redução ao valor recuperável no montante de R$ 31.709 (em 2018 foi uma reversão de R$ 19.149 e em 2017 uma provisão de R$ 21.450). O fluxo de caixa projetado, valor em uso, do ativo foi apresentado juntamente com a informação de redução ao valor recuperável. As principais premissas utilizadas para avaliar o valor recuperável dos ativos foram: preços baseados em cotações de mercado de petróleo e gás e contratos firmados, curvas de produção associadas aos projetos existentes na carteira da Empresa, custos operacionais de mercado, investimentos necessários para listar projetos, prorrogação de prazos de abandono e taxa de desconto de 4,06% em 2019 (11,9% em 2018 e 10,1% em 2017).

OP Energia

As estimativas e premissas utilizadas pela Companhia, consideradas razoáveis pela Administração, indicaram a necessidade de reversão da provisão para redução ao valor recuperável dos ativos em 2019, no valor de R$ 24.380 (reversão em 2018 de R$ 4.006 e provisão para redução ao valor recuperável de R$ 19.285 em 2017), com base no valor recuperável de cada grupo de ativos e premissas adotadas para as estimativas de recuperação futura de seus valores. Em 2019, o método utilizado para a reversão da redução ao valor recuperável foi o justo valor deduzido dos custos de venda, através do comprovante de uma oferta de venda do ativo Campo de Camarupim, no valor de USD 5.000.000 (cinco milhões de dólares americanos). A reversão ocorreu antes da classificação do ativo como mantido para retenção. A OP Energia possui outro ativo - Campo de Camarão - que após as projeções do valor em uso não exigiu redução ao valor recuperável, pois seu valor recuperável é superior ao seu valor contábil.

Ouro Preto Energia Onshore

As estimativas e premissas utilizadas pela Empresa, consideradas razoáveis pela Administração, indicaram a necessidade de constituição de provisão para perdas no valor de R$ 6.034 em 2019, em decorrência da devolução dos ativos PNT-65, PNT-137, PNT-145, PNT-151, PNT-162 e PNT-165. Foi efetuado uma redução ao valor recuperável de 100% do valor contábil devido ao início do processo de devolução da última área existente na subsidiária. Em 2018 e 2017, A Administração concluiu que não havia evidências para teste de redução ao valor recuperável e, portanto, nenhuma provisão para redução ao valor recuperável foi constituída

Em 2019, 2018, e 2017, segue um resumo com a movimentação dos ativos de óleo e gás por ativo:

Custo

Campos	**01.01.2017**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2017**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**2019**
Pecada e Arabaiana	739.876	3.799	-	4.274	747.949	-	(-27118)	16.551	737.382	-	(8.803)	1.582	-	730.161
Camarão	96.335	54	(45)	1.460	97.804	3.434	(519)	13.804	114.523	(286)	(143)	5.064	-	119.159
Camarupim	634.082	18.588	-	697	653.367	-	(655.484)	2.117	-	18.799	-	-	(18.799)	-
Outros	199.820		(13.032)	-	186.788	39.831	-	-	226.619	-	(6.978)	-	-	219.641
	1.670.113	22.441	(13.077)	6.431	1.685.908	43.265	(683.121))	32.472	1.078.524	18.513	(15.924)	6.646	(18.799)	1.068.960

Impairment Acumulado

Campos	**01.01.2017**	Adição	Reversão	Ajuste de Conversão	**2.017**	Adição	Reversão	Ajuste de Conversão	**2.018**	Adição	Reversão	Ajuste de Conversão	Transf.	**2.019**
Pecada e Arabaiana	(221.781)	(21.450)	-	-	(243.231)	-	19.249	-	(223.982)	-	31.709	-	-	(192.273)
Camarão			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Camarupim	(410.635)	(19.285)	-	-	(429.920)	-	432.037	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(174.332)	(3.203)	-	-	(177.535)	(41.720)	-	-	(219.255)	-	1.872	-	-	(217.383)
	(806.748)	(43.938)	-	-	(850.686)	(41.720)	451.286	-	(443.237)	-	33.581	-	-	(409.656))

Depreciação Acumulada

Campos	**01.01.2017**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2.017**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2.018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transf.	**2.019**
Pecada e Arabaiana	(395.560)	(3.003)	-	-	(398.563)	(8.874)	-	-	(407.437)	(6.036)	-	-	-	(413.473)
Camarão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Camarupim	(223.447)	-	-	-	(223.447)	-	223.447	-	-	-	-	-	-	0
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	(619.007)	(3.003)	-	-	(622.010)	(8.874)	223.447	-	(407.437)	(6.036)	-	--	-	(413.473)

Valor líquido dos ativos de óleo e gás	**244.358**	**213.212**	**227.850**	**245.831**

18 Intangível

	Controladora			Consolidado		
	Softwares e licenças	**Bônus de assinatura**	**Total**	**Softwares e licenças**	**Bônus de assinatura**	**Total**
Custo						
Em 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**8.474**	**29.285**	**37.759**	**8.474**	**34.379**	**42.853**
Adições	**-**	**-**	**-**	**-**	26.668	**26.668**
Baixa	**-**	(26.931)	**(26.931)**	**-**	(26.931)	**(26.931)**
Em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**8.474**	**2.354**	**10.828**	**8.474**	**34.116**	**42.590**
Baixa	**-**	**-**	**-**	**-**	(581)	**(581)**
Impairment	**-**	**-**	**-**	**-**	35	**35**
Em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**8.474**	**2.354**	**10.828**	**8.474**	**33.570**	**42.044**
Adições	4	-	**4**	4	-	**4**
Baixa	(7.824)	(4.988)	**(12.812)**	(7.824)	(25.182)	**(33.006)**
Transferência para ativo mantido para venda	-	-	**-**	-	(4.463)	**(4.463)**
Em 31 de dezembro de 2019 (a)	**654**	**777**	**1.431**	**654**	**3.925**	**4.579**
Depreciação acumulada						
Em 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**(7.290)**	**-**	**(7.290)**	**(7.290)**	**(4.431)**	**(11.721)**
Adições	(611)	-	**(611)**	(611)	(87)	**(698)**
Impairment	**-**	**-**	**-**	**-**	(383)	**(383)**
Em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**(7.901)**	**-**	**(7.901)**	**(7.901)**	**(4.901)**	**(12.802)**
Adições	(362)	-	**(362)**	(362)	(87)	**(449)**
Em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**(8.263)**	-	**(8.263)**	**(8.263)**	**(4.988)**	**(13.251)**
Adições	(148)	-	**(148)**	(148)	-	**(148)**
Baixa	7.825	-	**7.825**	7.825	-	**7.825**
Impairment	-	3.411	**3.411**	-	(1.269)	**(1.269)**
Transferência para ativo mantido para venda	-	-	**-**	-	3.109	**3.109**
Em 31 de dezembro de 2019	**(586)**	-	**(586)**	**(586)**	**(3.148)**	**(3.734)**
Valor residual líquido						
Em 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**1.184**	**29.285**	**30.469**	**1.184**	**29.948**	**31.132**
Em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**573**	**2.354**	**2.927**	**573**	**29.215**	**29.788**
Em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**211**	**2.354**	**2.565**	**211**	**28.582**	**28.793**
Em 31 de dezembro de 2019	**68**	**777**	**845**	**68**	**777**	**845**
Amortization rate	20%	Método das unidades produzidas -	-	20%	Método das unidades produzidas -	-

Os bônus de assinatura e gastos exploratórios serão amortizados pelo método das unidades produzidas, considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas. Caso não sejam identificadas reservas de hidrocarbonetos economicamente viáveis, estes gastos serão lançados em lucros ou prejuízos.

Trata-se basicamente de (i) *softwares* e pacote de dados que a Companhia adquiriu com a finalidade de suportar os estudos sísmicos necessários à viabilização da sua operação e (ii) bônus de assinatura da ANP - Agência Nacional do Petróleo - referentes aos blocos adquiridos nas Rodadas de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (iii) licença e estudos ambientais dizem respeito aos gastos referentes à licença ambiental nos blocos da bacia do Parnaíba.

(a) O saldo em 31 de dezembro de 2019 (controladora) referente ao bônus de assinatura é de R$ 777, composto pelo saldo inicial de R$ 2.354 (custo), baixas de R$ 4.988 e reversão de *impairment* no montante de 3.411.

Em 2019, 2018, e 2017, segue um resumo com a movimentação dos Bônus de assinatura:

	Custo													
Campos	**01.01.17**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2017**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transferência	**2019**
Pecada e Arabaiana					-				-					-
Camarão	2.215	-	-	59	2.274	-	-	285	2.559	-	-	119	-	2.678
Camarupim	4.463	-	-	131	4.594	-	-	(131)	4.463	-	-	-	(4.463)	-
Parnaíba	25.638	-	-	-	25.638	-	-	-	25.638	-	(19.638)	-	-	6.000
Outros	7.879	-	(264)	-	7.615	-	(494)	-	7.121	-	(5.544)	-	-	1.577
	40.195	0	(264)	190	40.121	-	(494)	-	39.781	-	(25.182)	119	(4.463)	10.255

Impairment Acumulado

Campos	**01.01.17**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2017**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transferência	**2019**
Pecada e Arabaiana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Camarão	(1.200)	-	87	(59)	(1.172)	-	87	(285)	(1.370)	-	-	(119)	-	(1.489)
Camarupim	(746)	(470)	-	(131)	(1.346)	(139)	-	131	(1.354)	-	1.354	-	-	(0)
Parnaíba	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.000)	-	-	-	(6.000)
Outros	(3.870)	-	-	-	(3.870)	-	-	-	(3.870)	3.377	-	-	-	(493)
	(5.816)	(470)	87	(190)	(6.388)	(139)	87	(154)	(6.594)	(2.623)	1.354	(119)	-	(7.982)

Depreciação Acumulada

Campos	**01.01.17**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2017**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	**2018**	Adição	Baixa	Ajuste de Conversão	Transferência	**2019**
Pecada e Arabaiana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Camarão	(1.014)	(87)	-	-	(1.101)	(87)	-	-	(1.188)	-	-	-	-	(1.188)
Camarupim	(3.109)	-	-	-	(3.109)	-	-	-	(3.109)	-	3.109	-	-	-
Parnaíba	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(309)	-	-	-	(309)	-	-	-	(309)	-	-	-	-	(309)
	(4.431)	(87)	-	-	(4.518)	(87)	-	-	(4.605)	-	3.109	-	-	(1.497)

Valor líquido do bônus de assinatura	29.948				29.215				28.582					777

19 Adiantamentos e valores a pagar ao operador

19.1 Adiantamento ao operador

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Camarupim (a)	-	-	-	-	-	2.142	-	7.484
BM CAL – 5	-	-	-	-	-	-	225	225
Pescada								
Arabaiana	-	-	-	-	-	-	1.323	1.947
REC-T-225	-	1	121	123	-	1	121	123
REC-T-239	-	1	118	120	-	1	118	120
REC-T-240	-	1	118	119	-	1	117	119
REC-T-253	-	1	119	122	-	1	120	122
REC-T-254	-	1	117	120	-	1	118	120
REC-T-194	-	-	(12)	14	-	-	2	14
REC-T-208	-	-	(27)	6	-	-	2	5
	-	**5**	**552**	**624**	**-**	**2.147**	**2.146**	**10.279**

19.2 Valores a pagar ao operador

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Camarupim (a)	-	-	-	-	-	9.501	9.454	27.894
CAL-M-312 (a)	-	-	-	-	-	320	320	372
CAL-M-372 (a)	-	-	-	-	-	1.044	1.044	2.846
Pescada								
Arabaiana	-	-	-	-	981	-	-	574
REC-T-225	216	-	-	136	216	-	-	136
REC-T-239	216	-	-	136	216	-	-	136
REC-T-240	217	-	-	136	217	-	-	136
REC-T-253	213	-	-	136	213	-	-	136
REC-T-254	212	-	-	136	212	-	-	136
REC-T-194	288	92	-	40	288	92	-	40
REC-T-208	335	129	-	54	335	129	-	54
Outros	-	-	-	-	-	-	-	9.515
	1.697	**221**	**-**	**774**	**2.678**	**11.086**	**10.818**	**41.975**

Representados pelo montante adiantado e/ou a pagar em face aos gastos incorridos nos blocos, referente a serviços e insumos que foram adquiridos no curso normal dos negócios.

Os blocos com o prefixo ‘REC’ se referem a blocos registrados junto à Companhia para a bacia do Recôncavo. Pescada e Arabaiana são os blocos registrados junto à subsidiária OP Pescada.

O operador realiza um orçamento anual que é compartilhado com o outro investidor operado, e os valores são cobrados mensalmente e o saldo está em aberto em 2019, pois, a Companhia ainda está discutindo os valores acima com o operador.

(a) Saldos foram baixados em 2019 devido as tratativas de venda do campo de Camarupim**.** Este Campo foi vendido em 2020.

20 Outras obrigações

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Provisão de gastos administrativos (a)	-	-	-	-	8.277	8.277	8.277	8.426
Provisão remessa ao exterior(b)	-	-	-	-	5.279	4.210	-	-
Provisão impostos sobre remessa ao exterior	-	-	-	-	960	-	-	-
Provisão Sucess Fee (b)	-	-	-	-	556	-	-	-
Outros	11	-	-	-	-	9	27	178
	11	-	**-**	**-**	**15.072**	**12.496**	**8.304**	**8.604**
Circulante	**11**	-	**-**	**-**	**15.072**	**12.496**	**8.304**	**8.426**
Não circulante	**-**	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**178**

(a) Provisão de valores referente a carta fiança do projeto CAL-M-372 (R$7.645) e estimativa de taxa a ser paga a ANP pela devolução do poço Versailles (R$632)

(b) Refere-se provisão de valor a ser remetido ao antigo controlador (EP Energy E&P Company, LP), devido a liberação de saldo de depósitos judiciais relacionados a processos de responsabilidade da antiga administração, conforme QPA.

21 Transações com partes relacionadas

	Controladora		
Mútuo	**Op Pescada**	**Op Energia**	**Total**
Saldo em 01 de janeiro de 2017 (Reapresentado)	**-**	**16.658**	**16.658**
Juros Reconhecidos	-	960	960
Saldo em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**-**	**17.618**	**17.681**
A receber	-	25.077	25.077
Saldo em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	**-**	**42.695**	**42.695**
Pagamentos	**-**	(7.500)	(7.500)
Recebíveis	**-**	5.094	5.094
Juros reconhecidos		1.237	1.237
Saldo em 31 de dezembro de 2019	**-**	**41.526**	**41.526**

Operações de mútuo que não possuem vencimento específico estão sujeitas a 6% de juros ao ano. Pagamentos destes mútuos são realizados conforme a demanda. Em julho de 2019, alterações foram feitas aos contratos de mútuo excetuando as cobranças de jutos.

Nenhum dos saldos possui garantias e nenhuma despesa foi reconhecida no ano ou no ano anterior para dívidas incobráveis ou de recuperação duvidosa em relação aos valores devidos por partes relacionadas.

Remuneração dos administradores

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e o Estatuto Social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, em Assembleia Geral, fixar o montante global da remuneração anual dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração efetuar a distribuição da verba entre os administradores.

Durante o exercício de 2019, a remuneração global recebida pelos administradores (conselheiros e diretores) totalizou R$ 3.927 (R$4.184 em 2018 e R$4.000 em 2017), referindo-se integralmente a honorários e benefícios.

22 Provisão para abandono de poços

A movimentação do saldo da provisão para abandono de poços está demonstrada a seguir:

	Controladora				Consolidado			
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Saldo inicial	**-**	**-**	**-**	**-**	**121.780**	**181.645**	**155.095**	**141.019**
Revisão de premissas na estimativa de abandono	-	-	-	-	(15.667)	(28.434)	12.779	15.307
Reversão de provisão(a)	-	-	-	-		(66.131)	(30)	
Atualização	-	-	-	-	14.195	10.314	14.197	22.057
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(13.678)	24.386	(396)	(23.288)
	-	**-**	**-**	**-**	**106.630**	**121.780**	**181.645**	**155.095**

(a) Em 2018, a empresa iniciou as negociações com a Petrobras a respeito do futuro de Camarupim. As negociações começaram após a falta de acordo entre as partes sobre a forma adequada de retomada das operações do ativo, em que a Petrobras apoiou um novo conceito de desenvolvimento considerando um subsea to shore e Ouro Preto não concordou.

Refere-se a custos associados ao abandono dos ativos. Estes custos incluem o futuro desmantelamento e a remoção dos equipamentos de produção e a restauração da superfície do campo para uma condição ecológica similar àquela existente antes que a extração de óleo e gás tivesse começado. Esta refere-se às concessões de Pescada, Arabaiana e Camarupim, respectivamente, calculada a uma taxa de desconto de 4,06% (10,15% em 2018 e 8,55% em 2017).

23 Provisão para processo jurírdico e administrativo

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em ações judiciais de natureza fiscal e trabalhista. Os depósitos judiciais somente serão liberados em caso de decisão favorável às companhias. Com base no parecer de seus consultores jurídicos internos e externos, a Administração considera a provisão para perdas registradas suficiente para cobrir as perdas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora				Consolidado			
	2019	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.01.2017**	**2019**	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.01.2017**
Trabalhistas	1.417	950	-	-	1.417	950	-	-
Fiscais	-	-	-	-	-	-	-	5.631
Cível	-	-	-	-	-	364	365	365
	1.417	950	**-**	**-**	1.417	1.314	365	5.996

O saldo registrado de contingência trabalhista refere-se a processos contra a Ouro Preto com probabilidade de perda provável foi avaliada pelos assessores jurídicos externos.

A provisão para contingências constituída em 2018 e 2017 representa uma causa judicial, avaliada pelos consultores jurídicos da Companhia como perda provável. Essa causa cível é referente à multa impetrada pela ANP por conta de queima excessiva de gás em Camarupim, cuja ação de defesa foi impetrada pela operadora Petrobras e cujo valor alocável à Companhia por conta de sua participação neste campo é de R$364 e foi revertido em 2019.

Em janeiro de 2017, a controlada OP Pescada aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal do Estado do Rio Grande do Norte (“REFIS-RN”), e entrou com solicitação de devolução do depósito judicial e efetuou a reversão da Provisão para Contingências (contra o resultado do exercício de 2017 na conta de outras receitas operacionais - R$ 5.631). Em 26 de outubro de 2018, o valor atualizado (R$6.150) foi devolvido ao caixa da OP Pescada.

A Companhia e suas controladas são objeto de ações tributárias, trabalhistas e cíveis, em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Companhia e por seus consultores jurídicos, no valor aproximado de R$222 milhões. Não houve atualizações no período.

A Companhia é ainda parte passiva em processo administrativo da ANP contra a Petrobras no campo Camarupim, no qual a OP Energia detém 24,3227%, processo este devido à alteração do projeto do sistema de medição do FPSO CSM sem autorização prévia desta agência no valor de R$1.670 em 2017, 2018 e 2019 (parcela da OP Energia). Este processo encontra-se na 1ª instância judicial e é avaliado pela Companhia e seus consultores jurídicos como perda possível.

Igualmente ao descrito no parágrafo anterior, a Companhia é parte passiva em processo administrativo da ANP contra a Petrobras no campo Camarupim relativo a alegadas irregularidades associadas ao sistema de medição do FPSO CSM, tais como inconsistências entre os valores dos boletins diários e do computador de vazão, calibração dos medidores e configuração do computador de vazão, no valor de R$2.667 em 2017, 2018 e 2019 (parcela da OP Energia). Este processo encontra-se na 1ª instância judicial e é avaliado pela Companhia e seus consultores jurídicos como perda possível.

24 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Representam a obrigação futura sobre a diferença temporária gerada pelo ganho na compra vantajosa da OP Pescada e OP Energia e parcela do imposto ativo resultante de diferenças temporárias e prejuízo fiscal.

O imposto diferido ativo constituído em 2019 é resultante de 34% da base de diferenças temporárias dedutíveis no valor de R$ 827, somado a R$ 6.052, constituído a partir da base de prejuízo fiscal da Companhia e respeitando o limite de 30% do lucro tributável por ano e a constituição desse saldo está atrelada a expectativa de lucros futuros para utilização

O imposto diferido ativo constituído em 2018 e 2017 é resultante de 34% da base de diferenças temporárias dedutíveis no valor de R$ 1.182, somado a R$ 5.941, constituido a partir da base de prejuízo fiscal da Companhia e respeitando o limite de 30% do lucro tributável por ano e a constituição desse saldo está atrelada a expectativa de lucros futuros para utilização

O saldo acumulado de imposto de renda e de contribuição social diferidos passivos compõe-se de:

	Controladora e Consolidado			
	2019	Reapresentado - 2018	Reapresentado 2017	Reapresentado 01.01.2017
Prejuízos tributários acumulados	6.146	7.123	7.123	-
Ganhos com compras vantajosas (Deságio)	(20.986)	(20.986)	(20.986)	(20.986)
Imposto de renda diferido passivo líquido	**(14.840)**	**(13.863)**	**(13.863)**	**(20.986)**

24.1 Valores reconhecidos no resultado do exercício

	Controladora			Consolidado		
		Reapresentado	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Em milhares de Reais						
Despesa de imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	**(2,858)**	**(3,485)**	**(1,740)**
Despesa do ano corrente	-	-	-	(2,858)	(3,485)	(1,740)
Ajuste de anos anteriores	-	-	-	-	-	
Despesa de imposto de renda e contribuição social diferido	**(977)**	**-**	**7,123**	**(977)**	**-**	**7,123**
Diferenças temporárias	3	**-**	1,182	3	**-**	1,182
Redução na alíquota de imposto	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Reconhecimento de prejuízos fiscais acumulados anteriormente não reconhecidos	(980)	**-**	5,941	(980)	**-**	5,941
Reconhecimento de despesas temporárias dedutíveis anteriormente não reconhecidas	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total da despesa de impostos	**977**	**-**	**7,123**	**(3,835)**	**(3,845)**	**5,383**

Despesas de impostos excluem a despesa de imposto das investidas contabilizadas pelo método da equivalência patrimonial da Companhia de R$ 2.858 mil (2018: R$ 3.485 mil), que está incluído no resultado de equivalência patrimonial.

24.2 Conciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora			Consolidado		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	(30.989)	(11.768)	(59.775)	(28.131)	(8.283)	(58.035)
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados às alíquotas efetivas	**10.536**	**4.001**	**20.324**	**9.565**	**2.816**	**19.732**
Despesas não dedutíveis	20.981	(11.961)	28.642	(10.542)	(2.816)	(12.609)
Impacto de alíquota diferencial no modelo de lucro presumido de controlada	-	-	-	(2.858)	(3.485)	(1.740)
Resultado de equivalência patrimonial	(32.494)	7.960	(41.842)	-	-	-

	Controladora			Consolidado		
	2019	**2018**	**2017**	**2019**	**2018**	**2017**
Imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	(2.858)	(3.485)	(1.740)
Imposto de renda e contribuição social diferido	(977)	-	7.123	(977)	-	7.123
Alíquota efetiva	3%	0%	-12%	14%	42%	-9%

	31/12/2019	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Receita bruta	44.500	43.194	45.473
Base de cálculo (8%)	3.560	3.456	3.638
Outras receitas	4.448	6.408	673
Base de cálculo	8.008	9.863	4.311
IRPJ apurado (15%)	1.200	1.479	647
Adicional (10%)	777	962	407
Total de IR	1.977	2.442	1.054

	31/12/2019	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Receita bruta	44.500	43.194	45.473
Base de cálculo (12%)	5.340	5.183	5.457
Outras receitas	4.448	6.408	673
Base de cálculo	9.788	11.591	6.130
Total de CSLL (9%)	881	1043	552
Total IR e CS no exercício	2858	3485	1605

25 Arrendamento mercantil

25.1 Direito de uso – Ativo

	Controladora e Consolidado	
	Imóveis	**Total**
Direito de uso		
Saldo em 1 de janeiro de 2019	-	-
Adições adoção inicial	2.205	2.205
Saldo em 31 de dezembro 2019	2.205	2.205
Depreciação*		
Saldo em 1 de janeiro de 2019	-	-
Adições	(551)	(551)
Saldo em 31 de dezembro 2019	(551)	(551)
Valor Contábil		
Saldo em **31 de dezembro** 2018	-	-
Saldo em **31 de dezembro** 2019	1.654	1.654

25.2 Arrendamento mercantil – passive

	Controladora e Consolidado	
	Imóveis	**Total**
Passivo de arrendamento		
Saldo em 1 de janeiro de 2019	-	-
Adições adoção inicial (a)	2.205	2.205
Juros do período	32	32
Contraprestações pagas	(629)	(629)
Saldo em 31 de dezembro 2019	1.608	1.608
Classificação		
Passivo circulante	567	567
Passivo não circulante	1.041	1.041

(a) As adições são substancialmente relativas à adoção inicial do CPC 06 (R2). Os principais contratos identificados estão detalhados a seguir:

Imóveis – A Companhia possui contratos de arrendamento de propriedades utilizadas como escritórios administrativos, sendo o principal contrato de arrendamento referente ao aluguel do escritorio, com prazo remanescente de 48 meses.

25.3 Taxas

O valor reconhecido foi mensurado descontando os pagamentos mínimos contratuais restantes ao valor presente, utilizando a taxa de desconto média de 10,15 %.

26 Patrimônio líquido

Capital social

Em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019, o capital social subscrito e integralizado é de R$327.267 e está representado por 28.956.567 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, e 13.850.097 ações preferenciais nominativas, sem valor nominal.

Em 31 de dezembro de 2019, o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

	Quantidade de ações			
	Ordinárias	**Preferenciais**	**Total**	**Participação no capital total**
Acionistas:				
FIP ANGEL	26.515.575	13.550.097	**40.065.672**	**93,60%**
Outros	2.440.990	300.000	**2.740.990**	**6,40%**
Total	**28.956.565**	**13.850.097**	**42.806.662**	**100%**

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

	Quantidade de ações			
	Ordinárias	**Preferenciais**	**Total**	**Participação no capital total**
Acionistas:				
FIP ANGEL	22.145.363	-	**22.145.363**	**51,73%**
Cia Bozano	4.370.212	7.283.687	**11.653.899**	**27,22%**
TI OPC Fundo de Investimento	-	6.236.410	**6.236.410**	**14,57%**
Outros	2.440.990	330.000	**2.770.990**	**6,47%**
Total	**28.956.565**	**13.850.097**	**42.806.662**	**100%**

Reserva Legal

A reserva legal é constituída à razão de 5% do lucro líquido, apurado no período nos termos do art. 193 da Lei 6.404/76, até o limite de 20% do capital social.

Em 2017 houve absorção da reserva legal com prejuízo no valor de R$ 1.923. Em 2019 e 2018 não houve absorção da reserva.

Reserva de lucros

A reserva de lucros foi constituída após a destinação da reserva legal e dividendos mínimos obrigatórios, sendo destinada à aplicação em investimentos previstos no orçamento de capital.

Em 2017 houve absorção da reserva de lucros com prejuízo no valor de R$ 11.155. Em 2019 e 2018 não houve absorção da reserva.

Ações em tesouraria

Ações em tesouraria compreendem o custo das ações detidas pela Companhia. Em 31 de dezembro de 2019 , 2018 e 2017, a Companhia detinha R$118 em ações em tesouraria.

Diferença acumulada de conversão de moeda estrangeira

O efeito da conversão dos itens expressos na moeda funcional da entidade para sua moeda de apresentação, quando diferentes, seja reconhecido no seu patrimônio líquido, a Companhia registrou na rubrica “diferença acumulada de conversão de moeda estrangeira” o montante de R$ 12.840 em 2019 (R$ 35.517 em 2018 e R$ 867 em 2017, referente ao efeito dessa conversão nas controladas OP Pescada e OP Energia.

Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 0,0001% como dividendo mínimo obrigatório. A distribuição dos lucros adicionais serão decididos pelos sócios após reunião de sócios-quotistas.

Em 2017, 2018 e 2019, não houve distribuição de dividendo na Companhia. Os dividendos recebidos de suas controladas foram classificados como fluxo de caixa das atividades de investimento na demonstração dos fluxos de caixa.

27 Segmentos operacionais

Segmentos operacionais são definidos como componentes de uma entidade para os quais as demonstrações financeiras separadas estão disponíveis e são avaliadas de forma regular pelo principal tomador de decisões operacionais como um conjunto de informações por segmento, a saber: a natureza das atividades de negócio de cada componente, a existência de gestores responsáveis por essas atividades ou as informações como são apresentadas ao conselho de administração, ou seja, com as informações são tratadas no processo de tomada de decisões da companhia. Mediante esta definição, a Companhia efetuou a análise e concluiu que possui um único segmento operacional, na qual consiste em exploração e produção (E&P) de óleo e gás.

28 Receitas líquidas

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Vendas brutas de óleo	-	-	-	12.281	12.425	10.587
Vendas brutas de gás	-	-	-	29.072	30.573	33.869
(-) Impostos sobre vendas	-	-	-	(8.953)	(9.309)	(9.625)
	-	**-**	**-**	**32.400**	**33.689**	**34.831**

A receita líquida consolidada da Companhia é oriunda exclusivamente dos campos de Pescada e Arabaiana, no qual, possui um único cliente, a Petrobras. Ao longo dos anos esses campos vêm produzindo menor quantidade de óleo e gás, o que explica a variação nas vendas brutas do gás, no entanto, a receita de óleo sofre o impacto das variações no *Brent* no qual variou positivamente no período.

29 Custos e despesas por natureza

29.1 Custo dos produtos vendidos

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Custos operacionais fixos (a)	-	-	-	(7.334)	(5.160)	(4.778)
Custos com manutenção e reparo	-	-	-	(996)	(707)	(704)
Aluguel de área	-	-	-	-	-	(44)
Reversão de custos(b)	-	-	-	-	6.334	-
Royalty - óleo e gás	-	-	-	(2.905)	(3.004)	(3.178)
Depreciação e amortização	-	-	-	(4.796)	(9.101)	(3.003)
	-	-	**-**	**(16.031)**	**(11.638)**	**(11.707)**

(a) Este saldo refere-se ao custo com operador para operação nos Campos produtivos.

(b) Saldo refere-se a ajuste de reapresentação dos saldos em 2018 da controlada OP Pescada.

Os custos são representados por valores pagos ao operador referente a serviços e materiais utilizados nas operações dos campos Pescada, Arabaiana e Dentão, custos fixos operacionais, despesas com manutenção e reparos, aluguel de área, royalties, e depreciação dos ativos de óleo e gás no qual é calculada de acordo método das unidades produzidas.

29.2 Despesas gerais e administrativas

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Honorários a diretores e conselheiros	(1.058)	(1.136)	(1.136)	(1.058)	(1.136)	(1.136)
Salários e encargos	(9.329)	(10.476)	(11.129)	(13.319)	(14.043)	(14.412)
Bônus a funcionários	(54)	(7)	-	(54)	(7)	(23)
Benefícios a funcionários	(1.113)	(1.425)	(1.463)	(1.367)	(1.949)	(1.863)
Aluguel e manutenção escritório (b)	(417)	(933)	(1.362)	(538)	(1.529)	(2.054)
Serviços prestados por terceiros (c)	(974)	(1.299)	(877)	(7.770)	(5.952)	(4.808)
Depreciação e amortização	(1.203)	(878)	(1.131)	(1.929)	(1.639)	(1.774)
Despesa com transportes	(11)	(12)	(90)	(33)	(118)	(103)
Manutenção e reparo de equipamentos (d)	(59)	(86)	(28)	(857)	(1.208)	(1.594)
Provisao de Contingencia	(467)	(949)	-	(103)	(949)	-
Compartilhamento de custos (e)	10.026	-	-	-	-	-
Outras despesas gerais (f)	(538)	(591)	(403)	(2.059)	(2.995)	(1.808)
Total de despesas gerais e administrativos	**(5.197)**	**(17.792)**	**(17.619)**	**(29.087)**	**(31.525)**	**(29.575)**

(a) As despesas com pessoal que refere-se as linhas de honorários diretores e conselheiros, salários e encargos e benefícios a funcionários é composta da remuneração e encargos dos colaboradores e dirigentes que atuam nas empresas no grupo, assim como os benefícios de vale refeição e alimentação, vale transporte, assistência médica e odontológica e seguro de vida. O montante na linha de bônus é referente a valores pagos em rescisão de funcionários, nos quais foram desligados devido a restruturação da empresa, como forma de agradecimento pelo trabalho desempenhado.

(b) Aluguel e manutenção do escritório refere-se ao aluguel (anterior a 2019), condomínio, despesas com telefone, internet e energia elétrica do escritório da matriz e filiais das investidas.

(c) Serviços prestados por terceiros representa, principalmente, as despesas relativas a serviços profissionais de auditoria, contabilidade, treinamento e capacitação, avaliações, licença de uso de softwares, assinatura de periódicos, eventos e prestação de serviços com utilização de materiais.

(d) São registrados na linha de manutenção e reparo de equipamentos os serviços contratados para manutenção em ar condicionado, extintores de incêndio, impressoras, computadores e softwares utilizados nas operações da Companhia.

(e) Em 2019 a Companhia adotou o compartilhamento de custos, como forma de gerar maior sinergia. O montante é constituído de despesas nas quais são comum a todas as empresas do grupo, como: gastos com pessoal, manutenção do escritório como aluguel, energia elétrica, telefone, internet, serviços de manutenção em ar condicionado, impressoras, computadores e softwares.

(f) Outras despesas gerais é constituído de despesas com material de escritório, conservação e limpeza, cartório, correios, viagem, seguros e despesas de pequeno montante.

29.3 Despesas tributárias

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Impostos e taxas (a)	(170)	(690)	(340)	(13.605)	(5.405)	(9.035)
Total de despesas tributárias	**(170)**	**(690)**	**(340)**	**(13.605)**	**(5.405)**	**(9.035)**

Neste grupo são registrados os impostos sobre pagamentos ao exterior, taxas de regularização cadastral e para registro de baixas de impostos prescritos.

(a) O aumento significativo das despesas no exercício de 2019 são referente a baixa de crédito de impostos oriundas da aquisição do campo de Camarupim registrado em sua controlada OP Energia, devido a intenção da venda do mesmo sendo registrado um ativo mantido para venda. Nos anos de 2018 e 2017, houve baixas de impostos que estavam prescritos que impactou o resultado em R$ 3.028 e R$ 7.466, respectivamente.

30 Gastos exploratórios

Referem-se a custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais.

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Custo com operador (a)	(1.485)	(167)	-	4.142	(6.260)	-
Despesas gerais e administrativas	(202)	(1.273)	95	(6.222)	(2.930)	77
custos com poços não comerciais ou reserva não operacional (b)	-	-	-	(4.556)	(28.008)	12
Gastos com geologia e geofísica	(1)	(123)	79	(7)	(1.003)	(164)
Aquisição / processamento de sísmica	-	-	(310)	-	-	(310)
Outros	(5)	(62)	32	186	(228)	30
	(1.693)	**(1.625)**	**(104)**	**(6.457)**	**(38.429)**	**(355)**

(a) Reversão ocorrida em 2019 refere-se a reversão de provisão conforme apresentação de orçamentos do operador.

(b) O montante apresentado em 2019 no Consolidado é representado substancialmente por baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais dos ativos na Bacia do Paranaíba, registrados na controlada Ouro Preto Energia Onshore S.A.

31 (Perda) / reversão no valor recuperável de ativos

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Campo Pescada, Arabaiana e Dentão (a)	-	-	-	31.709	19.249	(19.285)
Campo Parnaíba (b)	-	-	-	(6.034)	-	-
Campo Camarupim (c)	-	-	-	24.380	4.006	(21.450)
	-	**-**	**-**	**50.055**	**23.255**	**(40.735)**

(a) Saldos oriundos da controlada OP Pescada e as estimativas e premissas utilizadas pela Companhia, consideradas razoáveis pela Administração. Veja mais detalhes na Nota 17.

(b) As estimativas e premissas utilizadas pela Companhia, consideradas razoáveis pela Administração, indicaram a necessidade de provisão para perdas no valor de R$6.034 em 2019. Foi efetuado o *impairment* de 100% do valor contábil por conta do início do processo de devolução da última área existente na controlada.

(c) Em 2019, OP Energia inciou a negociação com a Petrobras para uma potencial venda do campo de Camarupim. Os valores negociados foram utilizados como base para a reversão de *impairment* no valor de USD 5.000.000. Em 30 de agosto de 2019, a transação foi assinada pelo mesmo valor negociado.

32 Outras despesas/receitas operacionais

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Despesa com operador (a)	-	-	-	(18.965)	66.056	-
Devolução de concessão (b)	(1.576)	-	-	(23.095)	-	-
Despesas com seguro risco petróleo (c)	(352)	(415)	(2.614)	(2.633)	(2.491)	(2.612)
Reversão compartilhamento de custos (d)	11.038	-	-	-	-	-
Outras (despesas)/receitas operacionais (e)	300	589	1.650	13.946	(3.693)	1.252
	9.410	**174**	**(964)**	**(30.747)**	**59.872**	**(1.360)**

(a) Despesas com operador são despesas referentes ao campo de Camarupim. Em 2018, após negociações realizadas com o Operador, o plano de serviços de abandono foi alterado em relação aos serviços provisionados anteriormente.

(b) Em Maio de 2019, foi aprovado pela ANP a devolução dos blocos PN-T-65, PN-T-145, PN-T-162, PN-T-151, PN-T-137, PN-T-165. Em 31 de outubro de 2019, os contratos de concessão dos blocos REC-T-194, REC-T-208, REC-T-225, REC-T-239, REC-T-240, REC-T-253 e REC-T-254 foram resilidos. Então o saldo remanescente desses blocos foi baixado.

(c) Seguro contratado para as operações nos campos de Camarupim, Pescada e Arabaiana;
(d) Em 2019 a Companhia adotou o compartilhamento de custos entre empresas do grupo, incluindo despesas incorridas durante 2018, demonstrando os valores recebidos ou a receber com partes relacionadas
(e) O saldo de 2019 refere-se substancialmente ao saldo de ajuste de abandono conforme premissas avaliadas pela administração ao final do exercício.

33 Resultado (despesas) financeiro Líquido

	Controladora			Consolidado		
	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Rendimentos de aplicação financeira (a)	188	1.567	1.593	4.605	7.642	14.320
Atualização de depósitos judiciais (b)	1	-	1	386	582	877
Ganhos cambiais	-	-	-	-	-	4.300
Outras receitas financeiras (c)	239	352	654	1.536	725	259
	428	**1.919**	**2.248**	**6.527**	**8.949**	**19.756**
Despesa de juros de arrendamento	(32)	-	**-**	(32)	-	-
Incremento do abandono (d)	-	-	-	(14.931)	(5.974)	(14.197)
Outras despesas financeiras	(3)	-	(8)	(429)	(4.083)	905
Despesas de juros - partes relacionadas (e)	(1.237)	(1.646)	(960)	-	-	-
Perdas cambiais (f)	-	-	-	(3.985)	(32.604)	(4.509)
	(1.272)	**(1.647)**	**(968)**	**(19.377)**	**(42.661)**	**(17.801)**
Resultado financeiro líquido	**(844)**	**272**	**1.280**	**(12.850)**	**(33.712)**	**1.955**

(a) Os rendimentos de aplicações financeiras são oriundos do resultado de aplicações das disponibilidades da Companhia, em sua grande parte, em CDBs, mantidos em bancos de primeira linha (Banco Itau e Banco Santander), sendo remuneradas com base na variação do percentual CDI, cujo sofreu uma queda ao logo do período de 2017 a 2019. Além do impacto na taxa de remuneração, a variação do período se deu também por conta dos resgates realizados para manter a operação da Companhia.
(b) A atualização dos depósitos judiciais é realizada com base na taxa básica de juros da economia (SELIC)
(c) Outras (despesas)/receitas operacionais é composto por despesas com multa e juros sobre pagamentos em atraso, atualização de impostos a recuperar.
(d) Refere-se à atualização do saldo da provisão para o abandono do campo;
(e) Referem-se aos juros contratados nas operações de mútuo entre as empresas do grupo OPOG.
(f) Variação cambial oriunda das atividades das investidas OP Energia e OP Pescada, nas quais realizam operações na moeda dólar OP Energia e OP Pescada, as quais detém moeda funcional em dólar americano;

34 Resultado por ação

O cálculo do resultado básico por ação foi baseado no prejuízo líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação:

	2019	Reapresentado 2018	Reapresentado 2017
Prejuízo líquido do exercício atribuível aos proprietários da Companhia e utilizado na apuração do resultado básico por ação	(31.966)	(11.768)	(52.652)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias para fins de cálculo do resultado básico por ação (*)	42,756,664	42,756,664	42,756,664
Prejuízo líquido básico e diluído por ação - R$	**(0,75)**	**(0,27)**	**(1,23)**

(*) Devido não haver diferenças na quantidade de ações durante os exercícios, a média ponderada de ações ordinárias é a mesma quantidade de ações existentes.

Não há diferença entre o cálculo de lucro por ação básico e diluído em virtude da inexistência de potenciais ações dilutivas.

35 Instrumentos financeiros

(a) Classificação contábil e valores justos

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis e os valores justos dos ativos e passivos financeiros, incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo. Não inclui informações sobre o valor justo dos ativos e passivos financeiros não mensurados ao valor justo, se o valor contábil é uma aproximação razoável do valor justo.

.

Os ativos classificados como mantidos para venda não estão incluídos na tabela a seguir. Seu valor contábil é uma aproximação razoável do valor justo

Ativos consolidados
31 de dezembro de 2019

		Valor contábil			Valor justo		
Em milhares de reais	Nota	Ativos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Ativos financeiros							
Caixa e equivalentes de caixa	10	63.573	-	63.573	-	63.573	63.573
Contas a receber	12	-	3.536	3.536	-	-	-
Caixa restrito	10	19.192	-	19.192	-	19.192	19.192
		82.765	3,536	86,301	-	82.765	82.765

Passivos consolidados
31 de dezembro de 2019

		Valor contábil			Valor justo		
Em milhares de reais	Nota	Passivos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Passivos financeiros							
Fornecedores		-	778	778	-	-	-
Valores a pagar ao operador	19	-	2.678	2.678	-	-	-
Outras obrigações	20	-	15.072	15.072	-	-	-
		-	18.528	18.528	-	-	-

Ativos consolidados
31 de dezembro de 2018 (reapresentado)

		Valor contábil			Valor justo		
Em milhares de reais	Nota	Ativos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Ativos financeiros							
Caixa e equivalentes de caixa	10	82.757	-	82.757	-	82.757	82.757
Contas a receber	12	-	7.024	7.024	-	-	-
Caixa restrito	10	18.269	-	18.269	-	18.269	18.269
		101.026	7,024	108,049	-	101.026	101.026

Passivos consolidados
31 de dezembro de 2018 (reapresentado)

		Valor contábil			Valor justo		
Em milhares de reais	Nota	Passivos ao valor justo por meio do resultado	Custo amortizado	Total	Nível 1	Nível 2	Total
Passivos financeiros							
Fornecedores		-	4.293	4.293	-	-	-
Valores a pagar ao operador	19	-	11.086	11.086	-	-	-
Outras obrigações	20		12.496	12.496	-	-	-
		-	27.875	27.875	-	-	-

Ativos consolidados
31 de dezembro de 2017 (reapresentado)

		Valor contábil e valor justo		
Em milhares de reais	**Nota**	**Ativos ao valor justo por meio do resultado**	**Empréstimos e recebiveis**	**Total**
Ativos financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa	10	119.962	-	119.962
Contas a receber	12	-	7.220	7.220
Caixa restrito	10	15.254	-	15.254
		135.216	7,220	142,436

Passivos consolidados
31 de dezembro de 2017 (reapresentado)

		Valor contábil e valor justo		
Em milhares de reais	**Nota**	**Passivos ao valor justo por meio do resultado**	**Custo amortizado**	**Total**
Passivos financeiros				
Fornecedores		-	2.702	2.702
Valores a pagar ao operador	19	-	10.818	10.818
Outras obrigações	20	-	8.304	8.304
		-	21.824	21.824

Ativos consolidados
01 de janeiro de 2017 (reapresentado)

		Valor contábil e valor justo		
Em milhares de reais	**Nota**	**Ativos ao valor justo por meio do resultado**	**Custo amortizado**	**Total**
Ativos financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa	10	138.062	-	138.062
Títulos e valores mobiliários	11	21.316	-	21.316
Contas a receber	12	-	8.237	8.237
Caixa restrito	10	2.407	-	2.407
		161.785	8,237	170,022

Passivos consolidados
01 de janeiro de 2017 (reapresentado)

		Valor contábil e valor justo		
Em milhares de reais	**Nota**	**Passivos ao valor justo por meio do resultado**	**Custo amortizado**	**Total**
Passivos financeiros				
Fornecedores		-	5.455	5.455
Valores a pagar ao operador	19	-	41.975	41.975
Outras obrigações	20	-	8.604	8.604
		-	56.034	56.034

(b) Gerenciamento dos riscos financeiros

O Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

— Risco de crédito;
— Risco de liquidez; e
— Risco de mercado.

(i) Estrutura de gerenciamento de risco

O Conselho de Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. O Conselho de Administração estabeleceu o Comitê de Gerenciamento de Risco, que é responsável pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia. O Comitê reporta regularmente ao Conselho de Administração sobre suas atividades.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

A Diretoria da Companhia monitora a aderência às políticas e procedimentos de gerenciamento de risco da Companhia, e revisa a adequação da estrutura de gerenciamento de risco em relação aos riscos aos quais a Companhia está exposta. A Diretoria é suportada pelo time de auditoria interna na execução de suas atribuições. A auditoria interna realiza revisões regulares e esporádicas nas políticas e procedimentos de gerenciamento de risco, e o resultado destes procedimentos é reportado para o Conselho de Administração.

(ii) Risco de crédito

Esse risco se relaciona primeiro ao caixa e equivalentes de caixa e recebíveis de operações da Companhia. Todo caixa e equivalentes de caixa da Companhia são detidos por bancos de primeira linha no Brasil, com liquidez reconhecida, o que minimiza riscos. A política de vendas da Companhia é diretamente relacionada ao nível de exposição de crédito que ela está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios. As vendas da Companhia são concentradas, substancialmente, com a Petrobras, que detém rating Ba2, BB- e BB- avaliado por Moody's, Standard and Poor's e Fitch respectivamente que possui solidez de reputação e financeira. Portanto, a Administração considera que o risco de inadimplência é insignificante e não espera-se dificuldades em realizar os ativos. Todos os ativos financeiros da Companhia são de curto prazo ou menos de um ano.

(iii) Risco de liquidez

Representa o risco de escassez e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas. A Companhia procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

	Fluxos de caixa contratuais – Saldos em 2019				
	Até 1 ano	**> 1 a 2 anos**	**> 2 a 5 anos**	**> 5 anos**	**Total**
Fornecedores	778	-	-	-	778
Valores a pagar ao operador	2.678	-	-	-	2.678
Outras obrigações	15.072	-	-	-	15.072

	Fluxos de caixa contratuais – Saldos em 2018 (Reapresentado)				
	Até 1 ano	**> 1 a 2 anos**	**> 2 a 5 anos**	**> 5 anos**	**Total**
Fornecedores	4.293	-	-	-	4.293
Valores a pagar ao operador	11.086	-	-	-	11.086
Outras obrigações	12.496	-	-	-	12.496

	Fluxos de caixa contratuais – Saldos em 2017 (Reapresentado)				
	Até 1 ano	**> 1 a 2 anos**	**> 2 a 5 anos**	**> 5 anos**	**Total**
Fornecedores	2.702	-	-	-	2.702
Valores a pagar ao operador	10.818	-	-	-	10.818
Outras obrigações	8.304	-	-	-	8.304

Não há transações com instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017.

(iv) Riscos de mercado

São possíveis mudanças nos preços do mercado que podem afetar os fluxos de caixas futuros e/ou o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia. Os riscos do mercado são:

- Riscos de taxa de juros;
- Riscos de moeda (taxa de câmbio);
- Outros riscos de preços.

(a) Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos de mútuo captados. Considerando o perfil da dívida da Companhia, a Administração considera o risco à exposição a variações nas taxas de juros como inexpressivo, tendo em vista que as operações estão atreladas a contrato com juros remuneratórios pré-fixados.

(b) Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio, que reduzam valores nominais faturados ou aumentem valores captados. O Companhia está exposto ao risco cambial de operações estrangeiras decorrente de diferenças entre as moedas nas quais as vendas, compras e recebíveis são denominados, e as respectivas moedas funcionais das entidades do Companhia. As moedas funcionais do Companhia são principalmente o Real (R$) e o Dólar Norte-Americano (USD) . As moedas nas quais as transações do Companhia são primariamente denominadas são: R$ e USD.

Exposição ao risco cambial

O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida:

	Consolidado			
	2019	**Reapresentado 2018**	**Reapresentado 2017**	**Reapresentado 01.01.2017**
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa	63.573	82.757	119.692	138.062
Contas a receber	3.536	7.024	7.220	21.316
Caixa restrito	19.192	18.269	15.254	2.407
Passivos				
Fornecedores	(778)	(4.293)	(2.702)	(5.455)
Valores a pagar ao operador	(2.678)	(11.086)	(10.818)	(41.975)
Outras obrigações	(15.072)	(12.496)	(8.304)	(8.426)
Total da exposição cambial líquida	67.773	80.175	120.342	105.929

Análise de sensibilidade

Conforme requerido pela Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia e suas controladas devem apresentar uma análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, ao qual a mesma esteja exposta na data de encerramento de cada exercício.

Uma valorização (desvalorização) razoavelmente possível do Real e USD, contra todas as outras moedas em 31 de dezembro, teriam afetado a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira e afetado o patrimônio líquido e o resultado pelos montantes demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

		Consolidado			
	Risco	**2019**	**Cenário Provável**	**Cenário (I) Possivel (∆25%)**	**Cenário (II) Remoto (∆50%)**
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	Queda do dólar	63.573	63.111	47.102	31.093
Contas a receber	Queda do dólar	3.536	3.510	2.620	1.729
Caixa restrito	Queda do dólar	19.192	19.052	14.220	9.387
Passivos					
Fornecedores	Aumento do dólar	(778)	(784)	(980)	(1.175)
Valores a pagar ao operador	Aumento do dólar	(2.678)	(2.697)	(3.372)	(4.046)
Outras obrigações	Aumento do dólar	(15.072)	(15.182)	(18.977)	(22.772)

		Consolidado			
	Risco	**Reapresentado 2018**	**Cenário Provável**	**Cenário (I) Possivel (∆25%)**	**Cenário (II) Remoto (∆ 50%)**
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	Queda do dólar	82.757	84.355	64.065	43.775
Contas a receber	Queda do dólar	7.024	7.160	5.437	3.715
Caixa restrito	Queda do dólar	18.269	18.622	14.143	9.664
Passivos					
Fornecedores	Aumento do dólar	(4.293)	(4.210)	(5.263)	(6.315)
Valores a pagar ao operador	Aumento do dólar	(11.086)	(10.872)	(13.590)	(16.308)
Outras obrigações	Aumento do dólar	(12.496)	(12.255)	(15.318)	(18.382)

		Consolidado			
	Risco	**Reapresentado 2017**	**Cenário Provável**	**Cenário (I) Possivel (∆25%)**	**Cenário (II) Remoto (∆ 50%)**
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	Queda do dólar	119.692	116.725	86.060	55.396
Contas a receber	Queda do dólar	7.220	7.041	5.191	3.342
Caixa restrito	Queda do dólar	15.254	14.876	10.968	7.060
Passivos					
Fornecedores	Aumento do dólar	(2.702)	(2.769)	(3.461)	(4.153)
Valores a pagar ao operador	Aumento do dólar	(10.818)	(11.086)	(14.858)	(16.629)
Outras obrigações	Aumento do dólar	(8.304)	(8.510)	(10.637)	(12.765)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN para o período de doze meses a partir de 31 de dezembro de 2019 (US$ 1/R$ 4,06), a partir de 31 de dezembro de 2018 (US$ 1/R$ 3,80) e a partir de 31 de dezembro de 2017 (US$ 1/R$ 3,39). No cenário I esta projeção foi majorada em 25% e no cenário II a curva foi majorada em 50%, ambas em relação ao cenário provável.

(c) Outros riscos de preço

São os riscos do valor justo do instrumento financeiro oscilar pelas alterações no preço de mercado, não decorrentes da taxa de juros ou de câmbio, por fatores específicos do instrumento financeiro ou de fatores que afetam todos os instrumentos financeiros semelhantes negociados no mercado. A Administração entende que não há instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019 que estejam expostos a este risco.

36 Contrato de seguros

A Companhia possui um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los, buscando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. As coberturas foram contratadas para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros.

Em 31 de dezembro de 2019, a cobertura de seguros contra riscos operacionais era composta por R$ 50.000 (R$ 21.000 para 2018 e R$ 21.000 para 2017) para responsabilidade civil (D&O).

Adicionalmente, a Companhia possui seguro exclusivo para a operação de produção de petróleo e gás com vigência de 28 de agosto de 2019 a 28 de fevereiro de 2021 composta por US$ 121.277 mil para danos físicos, US$ 10.000 mil despesas extras com o operador e US$25.000 mil de responsabilidade civil.

37 Compromissos assumidos

A Companhia firmou contrato de locação como locatária de um salão comercial na cidade do Rio de Janeiro-RJ. O contrato está vigente para os períodos de dezembro de 2017 a dezembro de 2022 e é atualizado anualmente pela variação do IGP-M. A despesa com aluguel no exercício totalizou R$ 874 (R$766 em 2018 e R$ 1.146 em 2017).

Os compromissos referentes aos blocos PN-T-151, PN-T-165, PN-T-137 e PN-T-114 são aquisições primárias e processamento de sísmica-2D. A ANP homologou 100% dos Programas de Exploração Mínima ("PEM") da Companhia. Os poços escavados nos blocos PNT-137 e PN-T-114 foras constituídos conforme a PEM na segunda fase de exploração de tais blocos, conforme a Carta Oficial nº 122/2018/SEP da ANP.

Os compromissos referentes ao bloco BAR-M-387 se constituem de aquisição e processamento de sísmica-3D. A Companhia solicitou liberação do cumprimento do PEM para ANP com sucesso. O valor da garantia em 17 de abril de 2018 passou para R$ 142.

A Companhia contratou seguro-garantia para assegurar os compromissos do PEM da 11ª Rodada da ANP no valor total de R$ 109.672, com valor remanescente de R$142 da 12ª Rodada da ANP no valor total de R$8.461 e da 13ª Rodada da ANP no valor total de R$6.243, com valor remanescente de R$3.986, conforme demonstrado abaixo:

11ª Rodada – Bloco	**2019**	**2018**	**2017**
BAR-M-387	142	142	7.198
Total	142	142	7.198

12ª Rodada – Bloco	**2019**	**2018**	**2017**
REC-T-194	1.368	1.368	1.368
REC-T-208	2.508	2.508	2.508
REC-T-225	340	340	340
REC-T-239	1.641	1.641	1.641
REC-T-240	354	354	354
REC-T-253	1.898	1.898	1.898
REC-T-254	352	352	352
Total	8.461	8.461	8.461

13ª Rodada – Bloco	**2019**	**2018**	**2017**
PN-T-145	1.624	1.624	1.624
PN-T-162	2.362	2.362	2.362
Total	3.986	3.986	3.986

38 Covid-19

A Companhia, apoiada nas recomendações da Organização Mundial de Saúde ("OMS") e do Ministério da Saúde, anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas administrativas; por meio da operacionalização do regime de trabalho em casa (*home office*), provendo toda estrutura necessária aos colaboradores para eficiência do modelo implantado, assim como total suporte do departamento de recursos humanos na avaliação da saúde mental dos colaboradores no decorrer do período. Nas áreas operacional, quando a implantação do regime home office se mostrou impraticável, foi estabelecido plano com rigorosa higienização dos locais de trabalho e distribuição de equipamentos de proteção individual (EPIs).

Mesmo com o cenário atípico e desafiador ocasionado pela pandemia do COVID-19, não há impactos relevantes nas operações. Mais de 80% da receita da companhia não foi impactada pela pandemia, tendo em vista, principalmente, um aumento de produção e a depreciação do real em relação ao dólar. Cabe destacar ainda que houve uma recuperação do preço do óleo (referência *brent*), substancialmente rápida.

Cumpre ressaltar que a companhia não teve qualquer evento de demissão ou realocação de qualquer colaborador por conta do contexto apresentado. A companhia atuou de maneira rápida e estruturada, com protocolos de atuação bem definidos e comunicados durante a pandemia. Diante do exposto, não foi necessário qualquer plano de contingenciamento em razão da pandemia de COVID-19.

Com relação à segurança de seus funcionários, a companhia avalia constantemente as melhores práticas para assegurar sua segurança, estando sempre alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde. A companhia anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas operacionais e administrativas, que incluiram:

- Alteração de trabalho presencial para a modalidade de *home-office*
- Quarentena, monitoramento da saúde e testagem
- Checagem geral realizada por profissional de saúde nas unidades de produção

- Uso de máscaras e alcol gel nas unidades de produção
- Campanhas de conscientização através dos meios de comunicação utilizados nas unidades de produção
- Medidas para evitar aglomeração nas unidades de produção

A administração da companhia avalia o momento atual com muita cautela, porém entende que (i) o baixo custo de extração, (ii) a robusta posição de liquidez, (iii) as receitas provenientes do gás e (iv) a gestão eficiente da diretoria da companhia são fatores que mitigam parcialmente os impactos da pandemia.

No entendimento da nossa administração, as medidas adotadas, que estão em constante reavaliação, buscam manter a qualidade operacional e a segurança e bem-estar dos nossos colaboradores, fornecedores e clientes e da sociedade como um todo, estando alinhados com as medidas determinadas pelas autoridades públicas. A companhia irá continuar atuando de maneira a preservar a saúde de todos, sempre vigilantes e prontos a fazer correções de rumo conforme a evolução da situação.

39 Eventos Subsequentes

39.1 Processo de venda do ativo de Camarupim

Referente ao ativo de Camarupim, o qual em 2019 a OP Energia formalizou a venda, por meio da assinatura em 30 de Agosto de 2019, iniciando a partir desse evento, o processo junto à ANP; e que foi concluído em 13 de maio de 2020. O valor acordado na venda do ativo (*consideration*) foi de US$5.000.000,00 (cinco milhões de dólares americanos).

39.2 Processo de aquisição de participação no campo Pescada e Arabaiana

Foi iniciado em 2020 o processo de aquisição da participação da Petrobras de 65% no campo de Pescada, Arabaiana e Dentão. Foi acordado um pagamento de US$1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil dólares americanos) do comprador ao vendedor; e também um mecanismo de compartilhamento de custos referente ao abandono de poços, plataformas e dutos. Ficou estabelecido para esse mecanismo que o vendedor se comprometia com um valor total fixo de US$100.000.000,00 (cem milhões de dólares americanos), com abertura detalhada dos valores por ativo e um cronograma orientativo para os eventos de abandono. O pagamento desse custo compartilhado será efetuado pelo vendedor ao comprador à medida que os ativos forem descomissionados, A transação foi assinada em 09 de julho de 2020 e a expectativa da companhia é que seja concluída ao longo de 2021.

39.3 Movimentação societária

Conforme deliberado em Reunião de sócios e nos termos do protocolo de incorporação, em 30 de junho de 2020 foi concluído o processo de incorporação reversa pela sua controladora Ônix.

O objetivo da operação consiste em um processo de simplificação da estrutura societária do grupo, além de tornar a sua administração mais eficiente, aperfeiçoando a sua estrutura de capital e de gestão.

Como resultado desta incorporação reversa, a Ônix foi extinta de pleno direito, sem a necessidade de procedimento de liquidação, e a companhia incorporadora Ouro Preto se tornou sua sucessora. O valor patrimonial do acervo líquido contábil da Ônix, para fins de incorporação, foi avaliado por empresa especializada na data-base de 30 de junho de 2020 que emitiu laudo datado de 30 de junho de 2020. O acervo líquido da Onix foi avaliado em R$ 39.601 e foi refletido em uma redução de capital total.

39.4 Contrato de opção de compra de ações emitido por Ouro Preto Óleo e Gpas S.A. e reestruturação societária do Grupo 3R, conforme item definido abaixo

Em 3 de agosto de 2020, consultas formais pelos fundos de investimento controladores da 3R Petroleum e SSSF2 foram aprovadas, nas quais a autorização para implementar a reestruturação societária do Grupo 3R (conforme definido abaixo) foi aprovada considerando os planos para uma Oferta Inicial de Ações (“IPO”). A reestruturação societária se consiste de:

(i) fusão da 3R Petroleum com a Ouro Preto (conforme definido abaixo), sujeito à realização do IPO e aprovação das porcentagens a serem detidas por cada acionista após a fusão;

(ii) outros atos necessários para implementar a reestruturação societária necessária para o IPO.

* * *

Edmundo Júlio Jung Marques
Presidente

Matheus Dias
Diretor Financeiro

Domingues e Pinho Contadores Ltda
CRC/RJ 001137/O-0

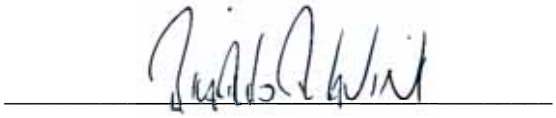
Luciana dos Santos Uchôa
CRC/RJ 081003/O-8

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM 480

RICARDO RODRIGUES SAVINI, brasileiro, casado, geólogo, portador da carteira de identidade n° 28.984.170-2, inscrito no CPF/ME sobre o n° 326.403.151-53, residente e domiciliado na cidade e estado do Rio de Janeiro, na Rua Roquete Pinto, 7, Urca, CEP 22.291-210, na qualidade de Diretor Presidente da **3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.**, sociedade por ações, com sede na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas sob o nº 12.091.809/0001-55 ("Companhia"), declara, nos termos do artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada, que juntamente com os demais diretores da Companhia: (i) reviu, discutiu e concorda com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia; e (ii) reviu, discutiu e concorda com as demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019.

28 de agosto de 2020.



RICARDO RODRIGUES SAVINI

Diretor Presidente

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM 480

RODRIGO PIZARRO LAVALLE DA SILVA, brasileiro, solteiro, engenheiro mecânico, portador da carteira de identidade n° 21.192.825-4, inscrito no CPF/ME sobre o n° 124.112.157-54, residente e domiciliado na cidade e estado do Rio de Janeiro, na Praça Atahualpa, n° 60, Apartamento 301, Leblon, CEP 22.441-130, na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da **3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.,** sociedade por ações, com sede na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, CEP 22.250-180, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas sob o nº 12.091.809/0001-55 ("Companhia"), declara, nos termos do artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada, que juntamente com os demais diretores da Companhia: (i) reviu, discutiu e concorda com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia; e (ii) reviu, discutiu e concorda com as demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019.

28 de agosto de 2020.

RODRIGO PIZARRO LAVALLE DA SILVA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

(Página intencionalmente deixada em branco)

ANEXO L – FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA NOS TERMOS DA INSTRUÇÃO CVM 480

(Página intencionalmente deixada em branco)

Índice

1. Responsáveis Pelo Formulário

1.0 - Identificação dos responsáveis 1

1.1 – Declaração do Diretor Presidente 2

1.2 - Declaração do Diretor de Relações Com Investidores 3

2. Auditores Independentes

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores 4

2.3 - Outras Informações Relevantes 7

3. Informações Financ. Selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 8

3.2 - Medições Não Contábeis 9

3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras 14

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados 16

3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido 18

3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas 19

3.7 - Nível de Endividamento 20

3.8 - Obrigações 21

3.9 - Outras Informações Relevantes 22

4. Fatores de Risco

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco 29

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado 77

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes 82

4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores 85

4.5 - Processos Sigilosos Relevantes 87

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto 88

4.7 - Outras Contingências Relevantes 90

4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados 91

Índice

5. Gerenciamento de Riscos E Controles Internos

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos 92

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado 100

5.3 - Descrição Dos Controles Internos 102

5.4 - Programa de Integridade 107

5.5 - Alterações significativas 111

5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos 112

6. Histórico do Emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm 113

6.3 - Breve Histórico 114

6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial 121

6.6 - Outras Informações Relevantes 122

7. Atividades do Emissor

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas 123

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista 128

7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais 129

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais 130

7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total 139

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades 140

7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior 149

7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades 150

7.8 - Políticas Socioambientais 151

7.9 - Outras Informações Relevantes 152

8. Negócios Extraordinários

8.1 - Negócios Extraordinários 194

8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor 195

8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais 196

Índice

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord. 197

9. Ativos Relevantes

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros 198

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados 199

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis 200

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades 201

9.2 - Outras Informações Relevantes 202

10. Comentários Dos Diretores

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais 217

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro 246

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras 248

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor 249

10.5 - Políticas Contábeis Críticas 252

10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras 255

10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras 256

10.8 - Plano de Negócios 257

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante 260

11. Projeções

11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas 274

11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas 275

12. Assembléia E Administração

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa 276

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais 287

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração 291

12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem 294

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal 295

12.7/8 - Composição Dos Comitês 299

Índice

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores 301

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros 302

12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores 303

12.12 - Outras informações relevantes 304

13. Remuneração Dos Administradores

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária 310

13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal 317

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal 321

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária 323

13.5 - Remuneração Baseada em Ações 328

13.6 - Opções em Aberto 329

13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues 330

13.8 - Precificação Das Ações/opções 331

13.9 - Participações Detidas Por Órgão 332

13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários 333

13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal 334

13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria 335

13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores 336

13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam 337

13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor 338

13.16 - Outras Informações Relevantes 340

14. Recursos Humanos

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos 341

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos 345

14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados 346

Índice

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos 347

14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos 348

15. Controle E Grupo Econômico

15.1 / 15.2 - Posição Acionária 349

15.3 - Distribuição de Capital 352

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico 353

15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte 356

15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor 357

15.7 - Principais Operações Societárias 358

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico 371

16. Transações Partes Relacionadas

16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas 376

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas 378

16.3 - Identificação Das Medidas Tomadas Para Tratar de Conflitos de Interesses E Demonstração do Caráter Estritamente Comutativo Das Condições Pactuadas ou do Pagamento Compensatório Adequado 380

16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas 381

17. Capital Social

17.1 - Informações Sobre O Capital Social 382

17.2 - Aumentos do Capital Social 383

17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações 384

17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social 385

17.5 - Outras Informações Relevantes 386

18. Valores Mobiliários

18.1 - Direitos Das Ações 388

18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública 389

18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto 390

Índice

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados 391

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil 392

18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários 393

18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação 394

18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros 395

18.8 - Títulos Emitidos no Exterior 396

18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição 397

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas 398

18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição 399

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários 400

19. Planos de Recompra/tesouraria

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor 403

19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria 404

19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria 405

20. Política de Negociação

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários 406

20.2 - Outras Informações Relevantes 408

21. Política de Divulgação

21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações 409

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas 411

21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações 413

21.4 - Outras Informações Relevantes 414

1.0 - Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Ricardo Rodrigues Savini**
Cargo do responsável	Diretor Presidente

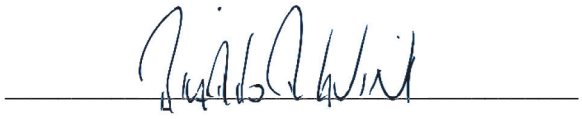
Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva**
Cargo do responsável	Diretor de Relações com Investidores

1.1 – Declaração do Diretor Presidente

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ITEM 1 DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

RICARDO RODRIGUES SAVINI, brasileiro, casado, geólogo, portador da carteira de identidade nº 28.984.170-2, inscrito no CPF/ME sobre o nº 326.403.151-53, residente e domiciliado na cidade e estado do Rio de Janeiro, na Rua Roquete Pinto, 7, Urca, CEP 22.291-210, na qualidade de Diretor Presidente da 3R Petroleum Óleo & Gás S.A. ("Companhia"), para fins do item 1 do formulário de referência da Companhia, declara, na data deste formulário de referência, que: (i) reviu o formulário de referência; (ii) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (iii) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos.



RICARDO RODRIGUES SAVINI

Diretor Presidente

1.2 - Declaração do Diretor de Relações Com Investidores

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ITEM 1 DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

RODRIGO PIZARRO LAVALLE DA SILVA, brasileiro, solteiro, engenheiro mecânico, portador da carteira de identidade n° 21.192.825-4, inscrito no CPF/ME sobre o n° 124.112.157-54, residente e domiciliado na cidade e estado do Rio de Janeiro, na Praça Atahualpa, n° 60, Apartamento 301, Leblon, CEP 22.441-130, na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da 3R Petroleum Óleo & Gás S.A. ("Companhia"), para fins do item 1 do formulário de referência da Companhia, declara, na data deste formulário de referência, que: (i) reviu o formulário de referência; (ii) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (iii) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos.

RODRIGO PIZARRO LAVALLE DA SILVA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores

672

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG AUDITORES INDEPENDENTES S/S
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Data Início	06/03/2020
Descrição do serviço contratado	1) Auditoria das demonstrações financeiras da 3R Petroleum e Participações S.A. (individual e consolidado) e SPE 3R Petroleum S.A. para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP), auditoria das demonstrações financeiras da 3R Petroleum e Participações S.A. (individual e consolidado) para o período findo em 29 de fevereiro de 2020 elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP), bem como a revisão das informações financeiras intermediárias referentes ao trimestre findo em 30 de junho de 2020, elaboradas de acordo com o CPC 21(R1) e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – IASB; 2) Auditoria sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. para os exercícios findos em 31/12/2017, 31/12/2018 e 31/12/2019 elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) e Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS) e sobre as demonstrações financeiras da OP Energia Ltda, OP Pescada Óleo e Gás Ltda e Ouro Preto Energia Onshore S.A. para os exercícios findos em 31/12/2017, 21/12/2018 e 31/12/2019, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP), bem como a revisão das informações financeiras intermediárias referentes aos trimestres findos em 31 de março de 2020 e 30 de junho de 2020 elaboradas de acordo com o CPC 21(R1) e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – IASB. Além disso, asseguração sobre a compilação de informações financeiras pro forma, de acordo com a NBC TO 3420 – Trabalho de Asseguração sobre a Compilação de Informações Financeiras Pro Forma, emitida pelo Conselho Federal de Contabilidade, equivalente à Norma Internacional emitida pela Federação Internacional de Contadores ISAE 3420, da Companhia, do resultado pro forma para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020. 3) Emissão de cartas “conforto” relacionadas à oferta pública de ações da Companhia 4) Emissão de Laudo de avalia Emissão de Laudo de avaliação a valor contábil da 3R Holding para fins de incorporação na data base de 30 de setembro de 2020 e emissão de Relatório de revisão Individual e Consolidada da Ouro Preto Holding de Setembro/2020 (3º ITR).
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	O montante total da remuneração dos auditores independentes referentes ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R$ 359.183,67. Não houve quaisquer outros serviços prestados no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.
Justificativa da substituição	N/A
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	N/A

Nome responsável técnico	DATA_INICIO_ATUACAO	CPF	Endereço
Bruno Bressan Marcondes	06/03/2020	085.187.797-40	Rua do Passeio, 38, setor 2, Edifício Passeio Corporate, 17º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20021-290, e-mail: bmarcondes@kpmg.com.br

673

674

2.3 - Outras Informações Relevantes

2.3 - Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 2.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Últ. Inf. Contábil (30/06/2020)	Exercício social (31/12/2019)	Exercício social (31/12/2018)	Exercício social (31/12/2017)
Patrimônio Líquido	222.294.000,00	236.793.000,00	255.919.000,00	232.170.000,00
Ativo Total	401.575.000,00	396.444.000,00	425.782.000,00	453.309.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	17.252.000,00	32.400.000,00	33.689.000,00	34.831.000,00
Resultado Bruto	8.540.000,00	16.369.000,00	22.051.000,00	23.124.000,00
Resultado Líquido	-70.271.000,00	-31.966.000,00	-11.768.000,00	-52.652.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	42.806.664.000	42.806.662.000	42.806.662.000	42.806.662.000
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	5,190000	5,530000	5,980000	5,420000
Resultado Básico por Ação	-1,640000	-0,750000	-0,280000	-1,230000
Resultado Diluído por Ação	-1,64	-0,75	-0,28	-1,23

3.2 - Medições Não Contábeis

3.2 - Medições não contábeis

A tabela abaixo apresenta os valores das medições não contábeis para os exercícios findos em 31/12/2017, 31/12/2018 e 31/12/2019; bem como do período de 6 (seis) meses findo em 30/06/19 e em 30/06/2020, respectivamente.

	Período de 6 meses		Período de 12 meses		
(Em Mil reais)	**30/06/2020**	**30/06/2019**	**31/12/2019**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
EBITDA	(37.424)	(47.599)	(8.048)	35.807	(50.446)
Margem EBITDA	(216,9%)	(307,0%)	(24,8%)	106,3%	(144,8%)
EBITDA Ajustado	**(7.043)**	**(8.619)**	(9.586)	(15.075)	(9.356)
Margem EBITDA Ajustado	**(40,8%)**	**(55,6%)**	(29,6%)	(44,7%)	(26,9%)

EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado, Margem EBITDA Ajustado

O EBITDA (Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações, na tradução ao português) é uma medição não contábil feita pela 3R Petroleum Óleo e Gás ("Companhia") e conciliada com suas demonstrações financeiras, nos termos das orientações da Instrução CVM 527, de 4 de outubro de 2012. Essa medição consiste no lucro ou prejuízo líquido da Companhia, acrescido do resultado financeiro líquido, do imposto de renda e da contribuição social; e, por fim, das despesas com depreciação e amortização ("EBITDA"). A margem EBITDA, por sua vez, é calculada pela divisão do EBITDA pela receita líquida.

A Companhia reforça que os valores mencionados no EBITDA não são uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS). O EBITDA foi utilizado neste formulário como uma informação adicional às demonstrações contábeis da Companhia e não deve ser utilizado como (i) base de distribuição de dividendos; (ii) substituto para o lucro líquido; ou (iii) indicador de liquidez.

O EBITDA Ajustado foi calculado a partir do EBITDA acrescido dos itens abaixo listados, com o objetivo de refletir o desempenho operacional da Companhia de acordo com o novo direcionamento e plano de negócios focado em redesenvolvimento de campos maduros em produção, de modo a expurgar (i) itens predominantemente contábeis, que não tem efeito caixa, (ii) despesas exploratórias que não farão parte do plano de negócios da Companhia e (iii) efeito de ativos que foram vendidos e/ou devolvidos. Abaixo detalhamos esses itens e explicamos o motivo da exclusão de cada um:

(i) Itens que não tem efeito caixa: Esse grupo consiste em *impairment* e reversão de *impairment*, que é a avaliação realizada anualmente que confronta o valor recuperável do ativo, determinado por avaliação de fluxo de caixa descontado, contra o valor contabilizado. Essas despesas e receitas tem impacto meramente contábil e não influenciam a geração de caixa da Companhia, por isso entendemos que deveriam ser expurgadas no cálculo do EBITDA Ajustado.

3.2 - Medições Não Contábeis

(ii) Despesas exploratórias: os gastos exploratórios são custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais. Ao longo dos últimos anos a Companhia realizou perfurações nos blocos de sua controlada Ouro Preto Energia Onshore, que são refletidos na linha de gastos exploratórios na demonstração financeira. A nova administração da Companhia tem como estratégia o redesenvolvimento de campos maduros em produção e não tem a intenção de realizar novas campanhas exploratórias. Cabe ressaltar que a Companhia já cumpriu com 99,8% do Programa Exploratório mínimo (PEM), tendo assim, valor de gasto exploratórios remanescente pouco significativo. Portanto, a administração da Companhia entende que gastos exploratórios não fazem parte do seu plano de negócios e deve ser excluída para fins de cálculo do EBITDA Ajustado.

(iii) Efeito de ativos que foram vendidos e/ou devolvidos: ao longo dos últimos anos a Companhia efetuou a venda e devolução de alguns ativos das controladas Ouro Preto Energia e Ouro Preto Energia Onshore. Com relação a venda de ativos, foi assinada a venda do campo de Camarupim em 2019 e a transação foi concluída em 2020. Os efeitos desse ativo são demonstrados na linha de despesas com o operador, onde em 2018 houve reversão da provisão de abandono, em 2019 a Companhia incorreu diversos *cash calls* e em 2020 o ativo sofreu baixa após sua venda ter sido concluída. Com relação a devolução de ativos, a Ouro Preto devolveu os blocos PNT-65, PNT-137, PNT-145, PNT-151, PNT-162 e PNT-165, que está refletido na linha de devoluções de concessões em 2019. Como esses ativos já foram vendidos ou devolvidos e não fazem parte do plano de negócios atual da Companhia, a administração entende que os efeitos desses ativos devem ser expurgados do EBITDA Ajustado.

A Companhia entende que o EBITDA Ajustado consiste no indicador, não contábil, que melhor reflete o desempenho da Companhia, pois, por meio do mesmo, se baseiam as medidas práticas para avaliar o desempenho operacional da Companhia, de acordo com o direcionamento e novo plano de negócios focado em redesenvolvimento de campos maduros em produção, excluindo assim (i) itens que não tem efeito caixa, (ii) despesas exploratórias e (iii) efeitos de ativos vendidos ou devolvidos junto à ANP. Cabe destacar que essa medida não deve ser considerada como substituta para o lucro líquido e não poderá ser considerada para o cálculo de distribuição de dividendos.

A Margem EBITDA Ajustada consiste no EBITDA Ajustado dividido pela receita líquida da Companhia.

O EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado não são medidas de desempenho financeiro de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP"), nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* ("IASB"). Diante do exposto, essas medidas não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, assim como não devem ser consideradas como alternativas ao lucro líquido ou como medidas de desempenho operacional, fluxo de caixa operacional ou liquidez; dentre outros.

3.2 - Medições Não Contábeis

O EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado são medições não contábeis feitas pela Companhia e conciliadas com suas demonstrações financeiras, nos termos das orientações da Instrução CVM 527, de 4 de outubro de 2012. Essas medidas não possuem uma definição padrão, e as definições aqui utilizadas podem não ser comparáveis com títulos semelhantes utilizados por outras empresas.

(b) Conciliação entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras

(Em Mil reais)	30/06/2020	30/06/2019	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Resultado líquido do exercício	(70.271)	(46.841)	(31.966)	(11.768)	(52.652)
(+) IRPJ/CSSL corrente e diferido	1.297	115	3.835	3.485	(5.383)
(+) Resultado financeiro, líquido	29.690	(3.336)	12.850	33.712	(1.955)
(+) Depreciação e amortização	1.860	2.463	7.233	10.378	9.544
EBITDA	**(37.424)**	**(47.599)**	**(8.048)**	**35.807**	**(50.446)**
Receita líquida	17.252	15.507	32.400	33.689	34.831
Margem EBITDA	**(216,9%)**	**(307,0%)**	**(24,8%)**	**106.3%**	**(144.8%)**

3.2 - Medições Não Contábeis

(Em Mil reais)	30/06/2020	30/06/2019	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
EBITDA	(37.424)	(47.599)	(8.048)	35.807	(50.446)
(+) Despesas com gastos exploratórios[1]	302	7.024	6.457	38.429	355
(+) (Perda) / reversão no valor recuperável de ativos[2]	0	0	(50.055)	(23.255)	40.735
(+) Despesas com o operador[3]	625	10.438	18.965	(66.056)	0
(+) Devolução da concessão[4]	0	21.518	23.095	0	0
(+) Despesas com a venda do campo[5]	29.454	0	0	0	0
EBITDA Ajustado[6]	**(7.043)**	**(8.619)**	**(9.586)**	**(15.075)**	**(9.356)**
Receita líquida	17.252	15.507	32.400	33.689	34.831
Margem EBITDA Ajustado[7]	**(40,8%)**	**(55,6%)**	**(29,6%)**	**(44,7%)**	**(26,9%)**

(1) Gastos exploratórios com a aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, dentre outros
(2) Avaliação anual realizada que confronta o valor recuperável dos ativos contra o valor contabilizado
(3) Consiste em reversões de provisão de abandono e despesas de cash calls do campo de Camarupim
(4) Consiste em baixas pela devolução de ativos da controlada Ouro Preto Energia Onshore
(5) Trata-se de um crédito da Ouro Preto, que foi repassado a um seu antigo acionista quando a transação de Camarupim foi concluída
(6) EBITDA Ajustado corresponde ao EBITDA acrescido de (i) itens que não tem efeito caixa, (ii) gastos exploratórios e (iii) o efeito da venda e devolução de ativos junto à ANP.
(7) A margem EBITDA ajustado consiste no EBITDA ajustado dividido pela receita líquida

3.2 - Medições Não Contábeis

(c) Explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

A Companhia reforça que o EBITDA e a Margem EBITDA não são medidas de desempenho financeiro, segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil (BR GAAP) ou pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro –*International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB). Sendo assim, essas medidas não devem ser consideradas como substituto para o lucro líquido e não poderá ser considerada para o cálculo de distribuição de dividendos. Nesse contexto, a Companhia utiliza o EBITDA como um indicador complementar na avaliação de seu desempenho operacional, não sendo utilizado isoladamente como uma alternativa ao lucro líquido, tampouco como indicador de desempenho operacional, ou como alternativa de fluxo de caixa operacional como para medida de liquidez. Além disso, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio da Companhia, que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização.

Nesse contexto, a métrica de EBITDA Ajustado se mostra útil aos investidores para a compreensão da condição financeira e do resultado das operações pois exclui (i) itens que não tem efeito caixa, (ii) despesas exploratórias e (iii) efeitos de ativos vendidos ou devolvidos junto à ANP. A margem EBITDA Ajustado é calculada utilizando o EBITDA Ajustado dividido pela receita líquida da Companhia.

Os resultados da tabela anterior não contemplam os saldos contábeis de (i) Polo Macau, (ii) Polo Rio Ventura, (iii) Polo Fazenda Belém e (iv) 65% do Polo de Pescada & Arabaiana, pois o controle e gestão desses ativos ainda estavam em processo de transição. Com relação ao Polo Macau, seus resultados históricos (informados pela Petrobras no ajuste de preço da aquisição) estão demonstrados no item 3.9. Para os demais ativos, todos já foram assinados, porém ainda estão sujeitos a condições precedentes, principalmente a aprovação da ANP sobre às cessões das concessões, para o fechamento da transação.

3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras

3.3 - Eventos Subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Ocorreram os seguintes eventos após as últimas demonstrações financeiras consolidadas da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), cuja emissão foi autorizada em 28 de agosto de 2020:

3.3.1 Covid-19

A Companhia, apoiada nas recomendações da Organização Mundial de Saúde ("OMS") e do Ministério da Saúde, implementou uma série de providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas administrativas durante os meses de pandemia causada pelo Covid-19. Por meio da implementação do regime de tele trabalho (home office), a Companhia proveu toda estrutura necessária aos colaboradores para eficiência desse modelo de trabalho, assim como total suporte do departamento de recursos humanos na avaliação da saúde mental dos colaboradores no decorrer do período. Na área operacional, quando a implantação do regime de home office se mostrou impraticável, foi estabelecido plano com rigorosa higienização dos locais de trabalho e distribuição de equipamentos de proteção individual para todos os colaboradores (EPIs).

Mesmo com o cenário atípico e desafiador ocasionado pela pandemia do COVID-19, não foram observados impactos relevantes nas operações. Mais de 80% da receita da companhia não foi impactada pela pandemia, tendo em vista, principalmente, que a produção de gás *detém um preço fixo que independe das variações do preço do petróleo, característica que mitigou riscos de mercado e protege a geração de caixa da companhia.*

No aspecto de recursos humanos é importante observar que a Companhia não teve qualquer desligamento ou realocação colaboradores em virtude da emergência sanitária causada pela pandemia e das mudanças geradas pelo isolamento social imposto no país. A Companhia atuou de maneira rápida e estruturada, com protocolos de atuação bem definidos e comunicados durante a pandemia. Diante do exposto, não foi necessário qualquer plano de contingenciamento em razão da pandemia de COVID-19.

A Companhia avalia constantemente as melhores práticas para assegurar a segurança de seus colaboradores, estando sempre alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde. Durante o período da pandemia, a companhia anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas operacionais e administrativas, entre elas:

- Alteração de trabalho presencial para a modalidade de *home-office;*
- Quarentena, monitoramento da saúde e testagem;
- Checagem geral realizada por profissional de saúde nas unidades de produção;
- Uso de máscaras e álcool em gel nas unidades de produção;
- Campanhas de conscientização através dos meios de comunicação utilizados nas unidades de produção;
- Medidas para evitar aglomeração nas unidades de produção.

A administração da Companhia avalia o momento atual com muita cautela, porém entende que (i) o baixo custo de extração, (ii) a robusta posição de liquidez, (iii) as receitas provenientes do gás e (iv) a gestão eficiente da diretoria da companhia são fatores que mitigam parcialmente os impactos da pandemia.

No entendimento da nossa administração, as medidas adotadas, que estão em constante reavaliação, buscam manter a qualidade operacional e a segurança e bem-estar dos nossos colaboradores, fornecedores e clientes e da sociedade como um todo, estando alinhados com as medidas determinadas pelas autoridades públicas. A companhia irá continuar atuando de maneira a preservar a saúde de todos, sempre vigilantes e prontos a fazer correções de rumo conforme a evolução da situação.

3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras

3.3.2 Processo de aquisição de participação no campo Pescada e Arabaiana

Foi iniciado em 2020 o processo de aquisição da participação da Petrobras de 65% no campo de Pescada, Arabaiana e Dentão. Foi acordado um pagamento de US$1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil dólares americanos) do comprador ao vendedor; e também um mecanismo de compartilhamento de custos referente ao abandono de poços, plataformas e dutos. Ficou estabelecido para esse mecanismo que o vendedor se comprometia com um valor total fixo de US$100.000.000,00 (cem milhões de dólares americanos) para fins de descomissionamento, com abertura detalhada dos valores por ativo e um cronograma orientativo para os eventos de abandono. O pagamento desse custo compartilhado será efetuado pela Petrobras à Companhia na medida que os ativos forem descomissionados. A transação foi assinada em 09 de julho de 2020 e a expectativa da Companhia é que seja concluída ao longo de 2021.

3.3.3 Reorganização societária do Grupo 3R

Em 03 de agosto de 2020, foram aprovadas as consultas formais pelos fundos de investimentos controladores da 3R Petroleum e SSSFII, nas quais foi deliberada a autorização para implementar a reorganização societária do Grupo 3R (conforme termo abaixo definido). A reorganização societária consiste:

(i) na incorporação da 3R Petroleum e Participações S.A. pela Companhia a qual ocorrerá após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta pela CVM;

(ii) em demais atos necessários para implementar a reorganização societária necessária para realização da Oferta Pública Inicial de Ações da Companhia.

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

3.4 - Política de destinação dos resultados

	2019	2018	2017
Regras sobre retenção de lucros	O estatuto social da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") prevê que até 5% do lucro líquido do exercício pode ser destinado para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social. A constituição da reserva legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo acrescido do montante das reservas de capital exceder 30% do capital social. O saldo remanescente do lucro líquido ajustado, após a destinação da reserva legal e pagamento de dividendos, será destinada à Reserva de Reinvestimento, cuja finalidade é assegurar recursos para investimentos nos negócios da Companhia; reforço de capital de giro; e composição de fundos e mecanismos de salvaguarda.	O estatuto social da Companhia prevê que até 5% do lucro líquido do exercício pode ser destinado para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social. A constituição da reserva legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo acrescido do montante das reservas de capital exceder 30% do capital social. O saldo remanescente do lucro líquido ajustado, após a destinação da reserva legal e pagamento de dividendos, será destinada à Reserva de Reinvestimento, cuja finalidade é assegurar recursos para investimentos nos negócios da Companhia; reforço de capital de giro; e composição de fundos e mecanismos de salvaguarda.	O estatuto social da Companhia prevê que até 5% do lucro líquido do exercício pode ser destinado para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social. A constituição da reserva legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo acrescido do montante das reservas de capital exceder 30% do capital social. O saldo remanescente do lucro líquido ajustado, após a destinação da reserva legal e pagamento de dividendos, será destinada à Reserva de Reinvestimento, cuja finalidade é assegurar recursos para investimentos nos negócios da Companhia; reforço de capital de giro; e composição de fundos e mecanismos de salvaguarda.
Valores das retenções de lucros	Não foram realizadas retenções de lucros nesse exercício social	Não foram realizadas retenções de lucros nesse exercício social	Não foram realizadas retenções de lucros nesse exercício social
Percentuais em relação aos lucros totais distribuídos	Não foram realizadas retenções de lucros nesse exercício social	Não foram realizadas retenções de lucros nesse exercício social	Não foram realizadas retenções de lucros nesse exercício social
Regras sobre distribuição de dividendos	O estatuto social da Companhia prevê que pelo menos 0,001% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei 6.404/76, seja anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.	O estatuto social da Companhia prevê que pelo menos 0,001% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei 6.404/76, seja anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.	O estatuto social da Companhia prevê que pelo menos 0,001% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei 6.404/76, seja anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.
Periodicidade das distribuições de dividendos	A política de distribuição de dividendos segue a regra da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, de distribuição anual, podendo também a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.	A política de distribuição de dividendos segue a regra da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, de distribuição anual, podendo também a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.	A política de distribuição de dividendos segue a regra da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, de distribuição anual, podendo também a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.
Restrições à distribuição de dividendos	Salvo pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.	Salvo pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.	Salvo pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	2019	2018	2017
Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	Não possuíamos uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.	Não possuíamos uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.	Não possuíamos uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.

3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido

(Reais)	Últ. Inf. Contábil	Exercício social 31/12/2019	Exercício social 31/12/2018	Exercício social 31/12/2017
Lucro líquido ajustado	0,00	-31.966,00	-11.768,00	-52.652,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	0,000000	-13,499555	-4,598332	-22,678210
Dividendo distribuído total	0,00	0,00	0,00	0,00
Lucro líquido retido	0,00	0,00	0,00	0,00
Data da aprovação da retenção				

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Ordinária	0,00							
Juros Sobre Capital Próprio								
Ordinária			0,00		0,00		0,00	

3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

No período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 e nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 não foram declarados pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. dividendos à conta de lucros retidos nem reservas constituídas em exercícios anteriores.

3.7 - Nível de Endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
30/06/2020	179.280.000,00	Índice de Endividamento	0,80649950	
31/12/2019	159.651.000,00	Índice de Endividamento	0,67422179	

688

3.8 - Obrigações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Em 31 de dezembro de 2019 e em 30 de junho de 2020, a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia”) não possuía endividamento para fins de preenchimento deste item. Para mais informações sobre o endividamento da 3R Petroleum e Participações S.A. (“3R”), vide item 3.9 deste Formulário de Referência.

3.9 - Outras Informações Relevantes

3.9 - Outras informações relevantes

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), (anteriormente denominada de Ouro Preto Óleo e Gás S.A.), incorporará a sociedade 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R"). Esta incorporação deverá ocorrer subsequentemente à concessão do registro de Companhia aberta da Companhia pela CVM, bem como às devidas aprovações societárias para tanto; de forma que, apresentamos acima, ao longo do item 3, tão somente as informações referentes à Companhia.

Para facilitar a visualização das informações da 3R, em vista da sua incorporação pela Companhia, apresentamos abaixo determinadas informações financeiras históricas de tal sociedade no semestre findo em 30 de junho de 2020:

Informações financeiras da 3R

(Milhares de Reais)	3R Petroleum e Participações SA Últ.Inf. Contábil (30/06/2020)
Patrimônio Líquido	328.834
Ativo Total	1.199.214
Receita Líquida	20.076
Resultado Bruto	12.804
Resultado Líquido	(14.651)
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	135.607.557
Valor Patrimonial de Ações (Reais Unidade)	2,42
Resultado Básico por Ação	(123,04)
Resultado Diluído por Ação	(123,04)

Outras Informações financeiras relevantes da 3R (Polo Macau)

Em 28 de maio de 2020, a 3R concluiu a aquisição do Polo Macau pelo valor de R$861.880 mil (vide nota explicativa 14 das demonstrações financeiras da 3R em junho de 2020). Conforme previsto no Contrato de Compra e Venda de ativos, a Petrobras apresentou no fechamento da transação o cálculo detalhado do ajuste de preço, apurado no período entre a data de vigência do contrato (data de assinatura), 01 de abril de 2019, até a data fechamento da transação na conclusão do processo de cessão da ANP. Este ajuste contempla (i) a subtração da geração de caixa do ativo do Polo Macau, corrigida diariamente pelo índice CDI e (ii) a adição de juros de Libor mais 6% ao ano sobre o saldo devido à Petrobras.

3.9 - Outras Informações Relevantes

A tabela abaixo demonstra a conciliação do valor de R$676.802 mil pagos à Petrobras no fechamento da transação, em 28 de maio de 2020, tendo sido já pagos R$185.078 mil no momento da assinatura da transação conforme previsto no Contrato de Compra e Venda do Polo Macau:

		Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final	Valores apurados em reais para fins de ajuste no preço final (*)	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 5,3707 para os valores apurados em dólares)
	Itens de ajuste (01/04/19 a 28/05/20) conforme Contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	**Dólares mil**	**Em milhares de reais (R$)**	**Em milhares de reais (R$)**
A	(+) Valor total da aquisição ("*Consideration*", de acordo com o Contrato)	191.103		1.026.357
B	(-) Valor do adiantamento em dólar pago em reais (equivalente a R$185.078 mil, à taxa de câmbio da época de R$3,87/U$S) em 6 de agosto de 2019.	(47.776)		(256.589)
C	(+) Juros de Libor + 6% a.a. sobre o saldo devido à Petrobras	14.640		78.627
DN	(-) Receita gerada pelo ativo		(379.492)	(379.492)
E	(+) Royalties		32.740	32.740
F	(+) Retenção de área		4.192	4.192
G	(+) Custos/despesas operacionais		60.722	60.722
H	(+) Impostos sobre o ativo		95.825	95.825
I	(+) Investimentos no ativo		14.421	14.421
J	**(=) Montante pago à Petrobras em 28 de maio de 2020**	**157.967**	**(171.592)**	**676.802**

(*) Os valores apresentados nessa coluna formam parte integrante do contrato de compra e venda, e demonstrados assim pela vendedora, Petrobras, como o "ajuste" de preço de compra do grupo de ativos do Polo de Macau. Os valores são ajustados de acordo com o CDI a partir da data que foram gerados até 28 de maio de 2020.

3.9 - Outras Informações Relevantes

No período de 01 de abril de 2019 a 28 de maio de 2020, o ativo Polo Macau gerou R$379.492 mil em receitas (item D acima) e incorreu em R$32.740 mil de Royalties (item E acima), R$4.192 mil de Retenção de área (item F acima) e R$60.722 mil de custos e despesas operacionais (G acima), obtendo um resultado operacional de R$281.838 mil, conforme apresentado pela Petrobras no ajuste de preço da aquisição (Closing Consideration, conforme contrato) e refletido na tabela acima. Desconsiderando o ajuste a taxa CDI, o ativo Polo Macau gerou R$369.123 mil em receitas (item D1 abaixo) e incorreu em R$31.799 mil de Royalties (item E1 abaixo), R$4.072 mil de Retenção de Área (item F1 abaixo) e R$59.267 mil de custos e despesas operacionais (item G1 abaixo), obtendo um resultado operacional de R$273.985 mil.

			Valores **considerando** o ajuste à taxa CDI, conforme contrato		Valores **desconsiderando** ajuste à taxa CDI
Itens conforme contrato	**Itens**		**Em milhares de reais**		**Em milhares de reais**
Leakage Adjustment	Receita líquida	N	379.492	D1	369.123
Royalties	Royalties	R	(32.740)	E1	(31.799)
Impostos e receitas do governo	Retenção de área	F	(4.192)	F1	(4.072)
Operational Expenditures	Custos/Despesas Operacionais (Opex)	O	(60.722)	G1	(59.267)
	(=) Geração de caixa do ativo	**B**	**281.838**	**L1**	**273.985**

Abaixo apresentamos evolução trimestral do valor gerado de caixa pelo Polo Macau de R$273.985 (item L1 acima):

	Itens conforme contrato	**Itens**	**2T19**	**3T19**	**4T19**	**1T20**	**Abril/ Maio**	**Acumulado Petrobras sem ajuste CDI (A)**
D1	*Leakage Adjustment*	Receita líquida	97.281	86.306	87.753	70.369	27.414	**369.123**
E1	Royalties	Royalties	(9.156)	(8.079)	(7.106)	(5.535)	(1.923)	**(31.799)**
F1	Impostos e receitas do governo	Retenção de área	(1.214)	(1.000)	(872)	(702)	(284)	**(4.072)**
G1	*Operational Expenditures*	Custos/Despesas Operacionais (Opex)	(12.600)	(12.600)	(12.600)	(13.860)	(7.607)	**(59.267)**
L1		**Geração de caixa do ativo**	**74.311**	**64.627**	**67.175**	**50.272**	**17.600**	**273.985**

3.9 - Outras Informações Relevantes

Medições não contábeis da 3R

A 3R divulgou no período de 6 meses findo em 30/06/2020 as seguintes medições não contábeis. Essa geração de caixa não inclui os itens demonstrados nas tabelas anteriores, que são referentes a geração de caixa do período de transição. Tendo em vista que a consumação da aquisição de 100% do Polo Macau pela SPE 3R só foi concluída no dia 29 de maio de 2020, o resultado derivado da operação de Macau só passou a ser refletido no demonstrativo de resultado da 3R a partir desta data, e dá efeito tão somente à participação de 63,57% detida pela 3R em tal ativo durante o período analisado:

(Em milhares de reais)	30/06/2020
EBITDA	(4.190)
Margem EBITDA	(21%)

EBITDA

O EBITDA é uma medição não contábil feita pela Companhia e conciliada com suas demonstrações financeiras, nos termos das orientações da Instrução CVM 527, de 4 de outubro de 2012. Tal medição consiste no lucro líquido da Companhia, acrescido do resultado financeiro líquido, do imposto de renda e da contribuição social, e das despesas com depreciação e amortização ("EBITDA").

O EBITDA representa a geração operacional de caixa da Companhia, ou seja, indica a capacidade da empresa em gerar caixa a partir de seus ativos operacionais, consistindo no lucro líquido adicionado pela despesa de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido, pelo resultado financeiro líquido e pelas despesas com depreciação e amortização. A margem EBITDA é calculada pela divisão do EBITDA pela receita líquida.

O EBITDA e a margem EBITDA não são medidas de lucro reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS). Não representam os fluxos de caixa dos períodos apresentados e, portanto, não é uma medida alternativa aos resultados ou fluxos de caixa. Embora o EBITDA possua um significado padrão, nos termos do artigo 3º, inciso I, da Instrução CVM nº 527/12, a Companhia não pode garantir que outras sociedades, inclusive companhias fechadas, adotarão esse significado padrão. Nesse sentido, caso o significado padrão instituído pela Instrução CVM nº 527/12 não seja adotado por outras sociedades, o EBITDA divulgado pela Companhia pode não ser comparável ao EBITDA divulgado por outras sociedades. Além disso, divulgações feitas anteriormente à entrada em vigor da Instrução CVM nº 527/12 por empresas que não foram obrigadas a retificá-las podem não adotar o significado padronizado instituído pela Instrução CVM nº 527/12.

3.9 - Outras Informações Relevantes

A Companhia ressalta que o EBITDA é apenas informação adicional às suas demonstrações contábeis. Considerando que o EBITDA não é medida contábil, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), este não deve ser utilizado como (i) base de distribuição de dividendos; (ii) substituto para o lucro líquido; ou (iii) indicador de liquide.

Conciliação entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

(Em milhões de reais)	30/06/2020
Resultado líquido do período	(14.651)
(-) IRPJ/CSSL corrente e diferido	(2.573)
(+) Resultado financeiro, líquido	8.474
(+) Depreciação e amortização	4.560
EBITDA[1]	(4.190)
(+) Despesas com gastos exploratórios	0
(+) Perda / reversão no valor recuperável de ativos	0
(+) Despesas com o operador	0
(+) Devolução da concessão	0
(+) Despesas com a venda do campo	0
EBITDA ajustado[2]	(4.190)
Receita líquida	20.076
Margem EBITDA	(21%)

A 3R entende que o EBITDA é útil para a compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações porque mostra uma medição alternativa ao lucro contábil que reflete somente as principais atividades ligadas ao seu objeto social, sendo usados internamente como medida para avaliar produtividade e eficiência, demonstrando-se útil para avaliar o desempenho econômico-financeiro da Companhia. Além disso, a Companhia acredita que o EBITDA oferece aos investidores uma visão alternativa e complementar a sua capacidade de cumprir com suas obrigações e sua capacidade de obter novos financiamentos para seus investimentos e capital de giro.

[1] Não existem ajustes no EBITDA da 3R Petroleum e Participações SA.
[2] Igual ao EBITDA, não foram feitos ajustes no EBITDA da 3R Petroleum e Participações SA.

3.9 - Outras Informações Relevantes

Informações financeiras – Pro forma

As informações financeiras pro forma foram compiladas e apresentadas:

- como se a incorporação da 3R pela Companhia tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2020 com o objetivo de compilar a demonstração de resultados pro forma; e
- como se a incorporação da 3R pela Companhia tivesse ocorrido em 30 de junho de 2020 com o objetivo de compilar o balanço patrimonial pro forma;

As informações financeiras pro forma foram compiladas com base no seguinte:

- A Companhia e 3R ficarão sob controle comum imediatamente antes da incorporação, e a Companhia continuará sob o mesmo controle imediatamente após a incorporação; e
- A Companhia é a adquirente na operação de controle comum e a entidade sobrevivente.

(Em milhares de Reais)	3R Petroleum Óleo e Gás SA Últ.Inf. Contábil (30/06/2020)	3R Petroleum e Participações SA semestre - (30/06/2020)	Pro forma semestre – (30/06/2020)
Patrimônio Líquido	222.294	328.834	551.128
Ativo Total	401.575	1.199.214	1.600.789
Rec. Liq./Rec, Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	17.252	20.076	37.328
Resultado Bruto	8.540	12.804	21.344
Resultado Líquido	(70.271)	(14.651)	(84.922)

(Em milhares de reais)	3R Petroleum Óleo e Gás SA semestre - 30/06/2020	3R Petroleum e Participações SA semestre - 30/06/2020	Pro forma semestre - (30/06/2020)
EBITDA	(37.424)	(4.190)	(41.614)
EBITDA - ajustado	(7.043)	(4.190)	(11.233)

Os valores acima ainda não refletem os impactos dos resultados dos ativos em processo de aquisição, a saber 65% de Pescada-Arabaiana, 100% de Rio Ventura e 100% de Fazenda Bélem. Ainda, estes resultados, não incorporam os resultados financeiros históricos do Polo Macau, apresentados acima, quando a Petrobras era a proprietária do ativo, e refletem 63,57% (em junho de 2020) do resultado do ativo, a partir de 29 de maio de 2020 (quando do fechamento da aquisição).

3.9 - Outras Informações Relevantes

Conciliação do EBITDA Pro forma e EBITDA ajustado Pro forma

A tabela abaixo apresenta a conciliação do EBITDA e EBITDA ajustado Pro forma obtido através da soma de cada item que constituem o EBITDA e EBITDA ajustado, conforme apresentados nos itens 3.2 e 3.9 acima, das empresas 3R Petroleum Óleo e Gás SA e 3R Petroleum e Participações SA.

(Em milhares de Reais)	3R Petroleum Óleo e Gás SA Últ.Inf. Contábil (30/06/2020) (a)	3R Petroleum e Participações SA semestre - (30/06/2020) (b)	Pro forma semestre – (30/06/2020) (a)+(b)
Prejuízo líquido do período	**(70.271)**	**(14.651)**	**(84.922)**
(-) IRPJ/CSSL corrente e diferido	1.297	(2.573)	(1.276)
(+) Resultado financeiro, líquido	29.690	8.474	38.164
(+) Depreciação e amortização	1.860	4.560	6.420
EBITDA	**(37.424)**	**(4.190)**	**(41.614)**
(+) Despesas com gastos exploratórios	302	0	302
(+) Perda / reversão no valor recuperável de ativos	0	0	0
(+) Despesas com o operador	625	0	625
(+) Devolução da concessão	0	0	0
(+) Despesas com a venda do campo	29.454	0	29.454
EBITDA ajustado	**(7.043)**	**(4.190)**	**(11.233)**

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

4.1 - Descrições dos fatores de risco

O investimento nos valores mobiliários de emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") envolve exposição a determinados riscos, devendo os potenciais investidores analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos mencionados abaixo, as demonstrações financeiras da Companhia e as respectivas notas explicativas, antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia.

Os negócios, reputação, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia poderão ser afetados de maneira material e adversa por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia poderá diminuir em razão da ocorrência de qualquer desses fatores de risco, hipóteses em que poderá haver perda em relação ao valor do investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia por seus titulares.

Os riscos descritos abaixo são aqueles que a Companhia conhece e acredita que, na data deste Formulário de Referência, podem afetar a Companhia de forma material e adversa. Além disso, riscos adicionais não conhecidos atualmente ou considerados menos relevantes pela Companhia também poderão afetar a Companhia adversamente.

Para os fins desta seção "4. Fatores de Risco", exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá "efeito adverso" ou "efeito negativo" para a Companhia, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, reputação, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia e de suas subsidiárias, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas nesta seção "4. Fatores de Risco" devem ser compreendidas nesse contexto. Não obstante a subdivisão desta seção "4. Fatores de Risco", determinados fatores de risco que estejam em um item podem também se aplicar a outros itens desta seção "4. Fatores de Risco".

(a) Riscos Relacionados à Companhia

A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna incerto o desempenho futuro das atividades referentes a estes ativos.

Em relação à 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R"), empresa a ser incorporada pela Companhia, o histórico operacional de produção de óleo e gás natural se iniciou em 29 de maio de 2020 e, portanto, está sujeita a riscos, despesas e incertezas associadas à implantação do plano de negócios que não são enfrentados por companhias operacionais longevas. As companhias em estágios iniciais de desenvolvimento apresentam significativos riscos e incertezas acerca de seus negócios.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Em relação aos ativos em processo de aquisição pela Companhia, esta pode não ser bem sucedida no desenvolvimento de suas relações comerciais, estabelecimento de procedimentos operacionais, contratação de pessoal, instalações e obtenção de licenças e aprovações regulatórias, bem como na tomada de outras medidas necessárias à condução das atividades comerciais pretendidas nestes ativos. A Companhia pode não ser capaz de implementar suas estratégias de negócios ou de concluir a instalação de infraestrutura necessária para o desenvolvimento dos negócios conforme o planejado nestes ativos.

A identificação, aquisição ou acesso a novas reservas de óleo e gás natural sustenta a estratégia de crescimento da Companhia e o desenvolvimento das atividades de produção.

Como óleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta e aquisição de outras reservas. A capacidade da Companhia de implantar sua estratégia de crescimento e desenvolver atividades de produção depende do seu grau de êxito em encontrar, adquirir novos ativos ou ter acesso a novas reservas de óleo e gás natural através de aquisições de ativos produtores de outras companhias operantes e/ou através do Processo de Desinvestimento da Petrobras.

Não há garantia de que será obtido sucesso na avaliação, precificação, desenvolvimento e produção comercial de óleo e gás natural a partir desses recursos. Além disso, a Companhia enfrenta a concorrência de outras entidades do setor (ou não) no processo de aquisição de novas reservas de óleo e gás natural, o que pode inviabilizar ou dificultar, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado ao inicialmente estimado para a aquisição desses ativos. Ainda, a Companhia não pode garantir que terá recursos financeiros suficientes para adquirir, ou que irá adquirir, ou, ainda, que terá acesso a ativos de produção e exploração que detenham reservas.

Existem riscos inerentes à produção de óleo e gás natural que podem afetar a Companhia negativamente.

O desempenho futuro da Companhia dependerá do sucesso de suas atividades de produção de óleo e gás. Além disso, o desempenho da Companhia no segmento de produção de hidrocarbonetos e na revitalização de campos maduros também se baseia em análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e no aumento do Fator de Recuperação dos Campos, que se caracteriza pelo volume percentual de petróleo que foi extraído de um reservatório em relação ao volume total nele existente, dentre outros. Consequentemente, as atividades de produção de óleo e gás natural estarão sujeitas a vários riscos que estão fora do controle da Companhia, inclusive o risco de que a perfuração não resulte em produção comercialmente viável de petróleo ou gás natural.

A comercialidade da produção esperada de óleo e gás natural é afetada por vários fatores além do controle da Companhia. Esses fatores incluem, sem limitação, oscilações de preços, proximidade e capacidade dos dutos e outros meios de transporte, disponibilidade de instalações de beneficiamento e processamento, disponibilidade de equipamento e regulamentação governamental (inclusive, dentre outros, regulamentação relacionada a preços, impostos, parcela do governo, produção permitida,

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

importação e exportação de óleo e gás natural e a proteção ambiental). O efeito desses fatores, individualmente ou em conjunto, não pode ser previsto, mas pode afetar o retorno do investimento.

Além disso, não há garantia de que a Companhia produzirá óleo e gás natural em quantidades ou aos custos previstos, ou que os projetos não deixarão de produzir, em parte ou totalmente, em determinadas circunstâncias. Os programas de perfuração e revitalização poderão se tornar inviáveis economicamente como resultado de um aumento nos custos operacionais ou devido à queda dos preços de mercado do óleo e gás natural. Os custos operacionais reais ou os preços reais, que eventualmente a Companhia receba pela produção de óleo e gás natural de suas subsidiárias, podem variar muito das estimativas atuais.

A Companhia poderá estar exposta ao impacto de atrasos ou interrupções da produção de poços causados por restrições na capacidade de transporte, armazenamento, corte de produção ou interrupção do transporte de óleo e gás natural produzidos em seus campos. Além disso, condições adversas de mercado ou falta de acordos satisfatórios de transporte de óleo e gás natural podem comprometer o acesso a mercados de óleo e gás natural ou atrasar a produção.

Riscos associados às incertezas quanto ao processo de aquisição de ativos da Petrobras podem ter um efeito material adverso sobre o nosso negócio.

Ainda no contexto dos planos de expansão da Companhia e diversificação de seu portfólio, a Companhia atualmente negocia a aquisição de ativos que integram o plano de desinvestimentos de ativos da Petrobras. A Companhia não pode garantir que teve ou terá acesso integral a todas as informações necessárias para a avaliação completa de tais ativos e identificação de riscos e contingências a eles inerentes, todavia, realizará diligência de acordo com o padrão de mercado para os referidos ativos. Além disso, não há garantia que serão atendidas todas as condições precedentes, exigências que devem ser cumpridas por parte da Companhia, para o fechamento das aquisições relativas a contratos já assinados com a Petrobras. Para maiores informações sobre os ativos recentemente adquiridos, vide item 3.3 deste Formulário.

Além disso, os ativos em questão fazem parte de concessões outorgadas há mais de 40 anos e podem carregar passivos (ocultos ou não) que podem ser assumidos pela Companhia no contexto de tais aquisições, a depender dos termos dos contratos de aquisição de ativos celebrados pela Companhia.

Dessa forma, a possível assimetria de informação sobre tais ativos, associada aos passivos que podem não ser totalmente divulgados e/ou identificados pela Companhia no processo de aquisição de tais ativos, podem ocasionar um revés financeiro/estratégico para a Companhia.

Os planos de expansão da Companhia e de diversificação do seu portfólio consideram a potencial aquisição de ativos – especialmente de produção de petróleo e gás natural – no âmbito do plano de desinvestimentos da Petrobras, o qual vem sendo constantemente questionado pelo Congresso Nacional e é objeto de ações judiciais que visam impedir seu prosseguimento.

O processo de desinvestimento da Petrobras está baseado (i) na Lei nº 13.303/2016 ("Lei das Estatais"), (ii) no Decreto nº 9.188/2017, que estabelece regras de governança, transparência e boas

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

práticas de mercado para a adoção de regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais, e (iii) na decisão do plenário do Supremo Tribunal Federal ("STF") no sentido de que a alienação de "empresas-matrizes" estatais só poderia ser realizada com autorização do Congresso Nacional, e desde que precedida de licitação, sendo liberada dessas exigências a venda do controle de subsidiárias e controladas de empresas públicas e sociedades de economia mista. O Congresso Nacional, por sua vez, alega que a "*criação artificial de subsidiárias, isto é, a constituição de novas subsidiárias a partir de desmembramentos da empresa-matriz, quando se cuidar de um processo não orientado por novas oportunidades de mercado, mas sim pelo interesse na alienação de ativos, configura desvio de finalidade, sendo prática proibida e inconstitucional",* conforme manifestado nos autos da ADI 5.624/DF.

Além disso, existem ações judiciais atualmente em trâmite perante a Justiça Comum e Federal ajuizadas por SindiPetro Alagoas/Sergipe que buscam a nulidade da venda dos campos de Arabaiana e Pescada acordada entre a Companhia e a Petrobras em 9 de julho, 2020 (e que na data deste Formulário encontra-se aguardando o atendimento de todas as suas condições precedentes para sua consumação), e que podem ter resultado adverso para a Companhia no julgamento definitivo do seu mérito, vide item 4.7.

Diante do exposto, a Companhia não garante que conseguirá prosseguir com os planos de expansão e diversificação de seu portfólio da forma pretendida caso, em algum momento, seja proferida decisão desfavorável no âmbito de tais ações judiciais ou na continuação do plano de desinvestimento da Petrobras.

Nesse cenário, a Companhia poderá sofrer importante revés financeiro e em seus planos estratégicos, não sendo possível dimensionar com precisão os impactos decorrentes da impossibilidade de seguir com os planos de expansão originalmente pretendidos.

A indústria em que a Companhia está inserida exige investimentos de capital e despesas de manutenção significativos.

O setor de petróleo requer investimentos de capital e gastos substanciais, os quais são estimados para as atividades e operações da Companhia. A Companhia pode enfrentar dificuldades ao levantar recursos suficientes para prosseguir com seus projetos de investimentos de revitalização (intervenções, perfurações e infraestrutura) em seus ativos de Macau (que a Companhia passará a deter 100% do ativo mediante a conclusão reorganização societária que consistirá no roll-up da participação atualmente detida pela DBO Energia no Polo de Macau[1]), Pescada-Arabaiana (a Companhia possui 35% do direito de exploração deste ativo e está em processo de aquisição dos 65% restantes) e os demais ativos em processo de aquisição, Rio Ventura e Fazenda Belém. O mercado financeiro pode estar deteriorado ou não receptivo a este tipo de projeto, não permitindo assim a captação de recursos necessários à implementação do projeto.

[1] Tal evento consiste na troca de ações atualmente detidas pela DBO sobre a SPE 3R por ações da Companhia emissora. Atualmente, a empresa DBO é acionista da SPE 3R com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) da 3R.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

O fluxo de caixa futuro das operações da Companhia está sujeito a diversas variáveis, inclusive, dentre outras:

• A capacidade de localizar ou adquirir reservas;

• A capacidade de extrair óleo e gás natural dessas reservas;

• Os prazos previstos nos projetos de engenharia para realização dos investimentos em produções, revitalizações e equipamentos;

• O custo e o prazo das autorizações e/ou concessões governamentais;

• A performance do Fator de Recuperação dos campos;

• Os efeitos da concorrência de grandes empresas que atuam no setor de petróleo e gás; e

• Os preços a que o óleo e gás natural são vendidos.

Se as receitas auferidas pela Companhia sofrerem reduções por qualquer motivo, a capacidade para obtenção do capital necessário para sustentar as operações poderá ser limitada. Caso o caixa e os recursos disponíveis por meio de linhas de crédito não sejam suficientes para financiar as necessidades de capital, a Companhia terá de recorrer a endividamentos adicionais e/ou eventuais captações junto aos seus acionistas. Esse tipo de financiamento poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórios.

Caso a Companhia não seja capaz de gerar ou obter recursos adicionais no futuro, poderá ser forçada a reduzir ou atrasar seus investimentos, vender seus ativos ou reestruturar ou refinanciar seu endividamento, o que poderá lhe afetar de forma material e adversa.

A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições, incluindo a Reorganização Societária, e tentativas de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia.

A estratégia de negócios da Companhia inclui potencial expansão futura por meio de crescimento orgânico ou aquisições. A execução bem-sucedida do crescimento futuro está sujeita a vários riscos e fatores, que fogem ao controle da Companhia.

As aquisições, especialmente aquelas que envolvem empreendimentos de larga escala, podem expor a Companhia a riscos que podem prejudicar seus negócios, condição financeira e resultados operacionais, incluindo, entre outros, os riscos de que a Companhia deixe de obter benefícios previstos, como novos relacionamentos com clientes, economia de custos ou aprimoramentos no fluxo de caixa que desviam a atenção da administração dos negócios existentes, enfrentam dificuldades na integração de operações e pessoal adquiridos, diminuem a liquidez e aumentam significativamente as despesas e alavancagem de juros da Companhia, usando uma parcela significativa dos recursos disponíveis ou capacidade de empréstimo para financiar aquisições, incorrer ou assumir passivos imprevistos, perdas ou custos. A

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

concretização de tais riscos pode afetar adversamente a capacidade da Companhia de obter os benefícios esperados de seus planos ou aquisições de crescimento orgânico e afetar adversamente sua reputação e desempenho operacional e financeiro. Além disso, em 4 de agosto de 2020, em assembleia geral, os acionistas da 3R aprovaram a incorporação da 3R pela Companhia, a qual ocorrerá após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta pela CVM ("Reorganização Societária"). Caso as sinergias que a Companhia busca encontrar com a 3R não se concretizem, o planejamento da Companhia poderá não se efetivar e seus planos de negócios futuros e os resultados potenciais destes poderão ser afetados adversamente. Para mais informações sobre a Reorganização Societária veja os itens 6.3 e 15.8 deste Formulário de Referência.

As avaliações dos recursos e reservas da Companhia são baseadas em estudos que consideram diversas variáveis, tais como, análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e as análises comparativas com outras reservas e recursos similares, podendo não ser exatas e podem envolver um significativo grau de incerteza. Tais avaliações possuem considerável grau de incerteza.

Os estudos e avaliações conduzidos pela Companhia, inclusive os estudos sobre as estimativas de volumes de recursos de petróleo e de gás natural nos campos da Companhia (Certificação de Reservas) e também aqueles que a Companhia espera que passarão a integrar seus ativos em um futuro próximo (vide item 7.1 para maiores informações sobre os ativos que encontram-se em processo de aquisição da Petrobras), são, por sua natureza, complexos e podem ser imprecisos, construídos com base em premissas que podem não ser confirmadas e que fogem de seu controle.

Os recursos e reservas da Companhia, bem como os fluxos de caixa a eles associados, envolvem um significativo grau de incerteza e podem, portanto, ser significativamente distintos dos apontados nestes estudos e avaliações, inclusive nas Certificações de Reservas.

Um dos riscos inerentes aos resultados das avaliações dos recursos é que os volumes podem não ser confirmados pela perfuração e revitalização de poços, impactando a economicidade dos projetos. Outro risco inerente às estimativas é a possibilidade de que nenhum poço perfurado ou revitalizado ou projeto em desenvolvimento seja considerado economicamente viável. Adicionalmente, projeções de preços de venda de petróleo podem não se confirmar, comprometendo a economicidade de projetos e, portanto, reduzindo reservas.

Revisões a menor dos recursos contingentes e prospectivos da Companhia, decorrentes de revisões de estudos e/ou aquisições de dados adicionais, podem levar a uma produção no futuro em nível inferior ao esperado, o que pode gerar um efeito adverso relevante sobre seus resultados operacionais, condição financeira e valor de mercado.

A utilização de dados sísmicos e de técnicas de visualização não garantem que os hidrocarbonetos estão, de fato, presentes nas estruturas analisadas. Da mesma forma, a utilização de tecnologias sísmicas e outras tecnologias requer uma alta alocação de recursos, de modo que a Companhia poderá sofrer prejuízos resultantes desses gastos. Algumas das atividades de perfuração podem não obter sucesso ou não ser economicamente viáveis, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

a Companhia e seus resultados. Além disso, o desempenho da Companhia na revitalização de campos maduros pode não se concretizar com a eficiência esperada, afetando o Fator de Recuperação dos Campos que possui e aqueles que ela tem expectativa de possuir e operar.

Os resultados materializados da Companhia podem ser substancialmente diferentes das estimativas e premissas utilizadas pela administração na avaliação de seus campos e suas reservas de hidrocarbonetos.

As estimativas utilizadas pela Companhia sobre suas reservas de hidrocarbonetos levam em conta definições técnicas adotadas pelas empresas certificadoras independentes responsáveis por elaborar os Relatórios de Reservas de Campos. Estes relatórios refletem o julgamento profissional das empresas certificadoras, que utilizam critérios técnicos internacionalmente aceitos para investigação da qualidade das reservas detidas pela Companhia.

As reservas de petróleo e gás natural são classificadas a partir do nível de certeza associado às estimativas e com base no status de desenvolvimento e produção de determinado projeto. Segundo as normas da *Petroleum Resources Management System (PRMS)*, aprovadas em março de 2007 (e alteradas em junho de 2018) por diversas organizações internacionais do setor, incluindo a *Society of Petroleum Engineers*, a *World Petroleum Council*, a *American Association of Petroleum Geologists*, a *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, a *Society of Exploration Geophysicists*, a *Society of Petrophysicists,* a *Well Log Analysts*, e a *European Association of Geoscientists & Engineers*, a classificação das reservas de petróleo e gás natural são divididas da seguinte forma:

- *Reservas Provadas* são aquelas acumulações de petróleo e gás que, a partir das análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem comercialmente recuperáveis sob certas premissas, incluindo condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais bem definidos para as reservas em questão. O termo "razoável certeza" engloba um alto grau de confiança de que as quantidades de hidrocarbonetos são recuperáveis. Se métodos probabilísticos forem usados, significa que existe pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa;

- *Reservas Prováveis* são aquelas acumulações adicionais de petróleo e gás nas quais a análise de dados de geociências e engenharia indicam que são menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provadas, porém mais certas de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis. É igualmente provável que as quantidades remanescentes reais recuperadas sejam maiores ou menores que a soma das Reservas Provadas e Prováveis (2P) estimadas. Se métodos probabilísticos forem usados, significa que existe pelo menos 50% de probabilidade de que as quantidades reais recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 2P.

- *Reservas Possíveis* são aquelas acumulações de petróleo e gás em que as análises de dados de geociências e engenharia indiquem ser menos prováveis de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Significa que os volumes efetivamente recuperados possuem

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

probabilidade baixa de exceder a soma das reservas Provadas, Prováveis e Possível (3P). Se métodos probabilísticos forem usados, significa que existe pelo menos 10% de probabilidade de que as quantidades reais recuperadas serão estimativas 3P.

Em muitos casos essas estimativas são particularmente difíceis de serem determinadas e existem inúmeras incertezas inerentes às reservas da Companhia, projeção de produção futura, despesas com desenvolvimento dos poços produtores, despesas operacionais e fluxo de caixa. Ainda que as perfurações em poços *onshore* sejam de risco menor, não é possível prever, antes da perfuração, se conterão petróleo ou gás natural ou, ainda que contenham, se produzirão petróleo ou gás natural em quantidade e/ou qualidade suficientes para recuperar os custos da perfuração e da completação para se tornar um campo economicamente viável.

Portanto, a avaliação técnica das reservas da Companhia deve ser entendida como um processo subjetivo de estimativa de acumulações de petróleo e gás que não podem ser mensurados de forma exata, podendo, inclusive, diferir da avaliação realizada por outras empresas certificadoras.

Consequentemente, as estimativas de reservas apontadas nas demonstrações da Companhia podem ser diferentes das quantidades de petróleo e gás que serão efetivamente recuperadas, e o tempo e o custo desses volumes recuperados podem variar em relação ao estimado, o que pode ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais, fluxos de caixa e perspectivas futuras.

As informações sobre as reservas e os recursos contingentes da Companhia incluídas neste Formulário de Referência têm como base relatórios técnicos emitidos em 4 e 6 de agosto de 2020 com data base de 30 de junho e 31 de julho de 2020 por empresas certificadoras independentes, podendo ser alterados no futuro.

As informações sobre as reservas e os recursos contingentes da Companhia incluídas neste Formulário de Referência (que incluem ativos cuja aquisição ainda não foi consumada pela Companhia, tal como Rio Ventura, Fazenda Belém e 65% de Pescada e Arabaiana, e, no caso de Macau, 32,7% do ativo que será adicionado às nossas reservas após conclusão do *roll up* da DBO Energia S.A., mais detalhes vide item 6.3 e 15.7), incluindo detalhes sobre as curvas de produção e reservas estimadas, provadas, prováveis, possíveis e contingentes, as estimativas de receita líquida oriunda dos campos da Companhia e seu valor presente foram extraídas dos relatórios elaborados pelas empresas DeGolyer & MacNaughton e Gaffney Cline para a Companhia em 4 e 6 de agosto de 2020, com data base em 30 de junho e 31 de julho de 2020 ("Relatórios de Reservas de Campos da Companhia").

A precisão das estimativas apresentadas para as reservas da Companhia varia em função de diversos fatores e premissas, como as oscilações nos preços do petróleo e gás natural, e podem ser revistas ao longo do tempo. Particularmente, tais estimativas partem da premissa que seremos capazes de obter junto à ANP a extensão dos prazos dos contratos de concessão relativos à cada um dos ativos de Macau, Pescada e Arabaiana, Rio Ventura e Fazenda Belém ao final dos seus respectivos termos. Não podemos dar qualquer garantia que seremos capazes de obter tal extensão de tais prazos contratuais perante a ANP, o que poderá afetar adversamente as conclusões feitas nos Relatórios de

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Reservas de Campos da Companhia e reduzir as nossas reservas e recursos contingentes. Qualquer revisão para baixo nas quantidades estimadas para as reservas provadas da Companhia pode afetar negativamente a condição financeira da Companhia e seus resultados operacionais.

Dessa forma, as estimativas de reservas e receitas apresentadas nos Relatórios de Reservas de Campos da Companhia devem ser consideradas estimativas que podem mudar à medida em que informações adicionais sobre a produção e outros dados se tornem disponíveis. Além de serem baseadas somente em informações atualmente disponíveis, tais estimativas também estão sujeitas às incertezas inerentes à interpretação crítica das empresas de consultoria contratadas para elaboração dos relatórios. Logo, uma interpretação errada por parte dessas empresas pode afetar negativamente o prognóstico de produção e reservas da Companhia e consequentemente seus resultados operacionais.

O Estudo de Viabilidade da Companhia baseia-se em projeções de desempenho futuro que podem se revelar inexatas.

O estudo de viabilidade da Companhia elaborado pela Gaffney Cline inclui projeções, as quais se baseiam em previsões e expectativas, cujo fundamento é o cenário atual, cuja elaboração ocorreu nos meses de junho, julho e agosto de 2020, para aferir eventos futuros e tendências financeiras. Em relação aos referidos eventos futuros e tendências financeiras, a Companhia não pode assegurar que tais projeções serão integralmente concretizadas. Nessa mesma toada, em função das incertezas inerentes às projeções, como fatores externos extrínsecos à Companhia, não há garantia de que as projeções ou conclusões extraídas das mesmas serão concretizadas. Dessa forma, os atuais recursos, custos, fluxo de caixa, margem de lucro e exposição ao risco do negócio da Companhia poderão se concretizar de forma menos favorável aqueles projetados no estudo de viabilidade.

O surto de doenças transmissíveis no Brasil e/ou no mundo, a exemplo da pandemia declarada pela Organização Mundial de Saúde (OMS) em razão da disseminação do novo coronavírus (COVID-19), provocou e pode continuar provocando um efeito adverso em nossas operações, inclusive paralisando integral ou parcialmente os nossos canais de venda. A extensão da pandemia da COVID-19, respostas e ações do governo federal, a percepção de seus efeitos, ou a forma pela qual tal pandemia impactará nossos negócios depende de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, podendo resultar em um efeito adverso relevante em nossos negócios, condição financeira, resultados das operações e fluxos de caixa e, finalmente, nossa capacidade de continuar operando nossos negócios.

Em 11 março de 2020, a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou a pandemia da COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus (Sars-Cov-2). Na prática, a declaração significou o reconhecimento pela OMS de que, desde então, o vírus se disseminou por diversos continentes com transmissão sustentada entre as pessoas.

A declaração da pandemia da COVID-19 desencadeou severas medidas restritivas por parte de autoridades governamentais no mundo todo, a fim de tentar controlar o surto, resultando em medidas

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

restritivas relacionadas ao fluxo de pessoas, incluindo quarentena e *lockdown*, restrições a viagens e transportes públicos, fechamento prolongado de locais de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos, fechamento do comércio e redução de consumo de uma maneira geral pela população. Como resultado, o setor de óleo e gás enfrentou uma retração significativa da demanda de petróleo mundialmente. A redução significativa da demanda, aliada aos conflitos geopolíticos ocorridos entre os grandes produtores de petróleo, causaram grande redução no valor do petróleo, bem como aumento nos estoques.

A Companhia acredita que a extensão dos impactos da pandemia dependerá de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, incluindo, dentre outros, a duração e a distribuição geográfica do surto, sua gravidade, as ações para conter o vírus ou tratar seu impacto e com que rapidez e até que ponto as condições econômicas e operacionais usuais podem ser retomadas.

Qualquer surto de uma doença que afete o comportamento das pessoas ou que demande políticas públicas de restrição à circulação de pessoas e/ou de contato social pode ter um impacto adverso nos nossos negócios, bem como na economia brasileira. Surtos de doenças também podem impossibilitar que nossos funcionários se dirijam às nossas instalações (incluindo por prevenção ou por risco de contaminação em larga escala de nossos colaboradores), o que prejudicaria o regular desenvolvimento dos nossos negócios.

Após a eventual diminuição do surto da COVID-19, a Companhia poderá continuar a ter impactos materialmente adversos em seus negócios como resultado do impacto econômico nacional e global, incluindo qualquer recessão, desaceleração econômica ou aumento nos níveis de desemprego no Brasil, que já ocorreram ou possam vir a ocorrer. Não temos conhecimento de eventos comparáveis que possam nos fornecer uma orientação quanto ao efeito da disseminação da COVID-19 e de uma pandemia global e, como resultado, o impacto final do surto da COVID-19 é altamente incerto.

Os impactos da pandemia da COVID-19 também podem precipitar ou agravar os outros riscos informados neste Formulário de Referência.

Para maiores informações sobre os impactos da pandemia da COVID-19 sobre os nossos negócios, vide item 10.9 deste Formulário de Referência.

Os negócios da Companhia envolvem incertezas e riscos operacionais que podem nos impedir de obter lucro e nos causar importantes perdas.

As atividades de produção da Companhia poderão não obter sucesso ou não serem concluídas a tempo ou dentro do orçamento planejado, em função de diversos fatores, tais como: clima; perfuração de poços secos; atrasos por parte das autoridades competentes em conceder licenciamentos e/ou regimes especiais; escassez de equipamentos e pessoal qualificado; dificuldades mecânicas; acidentes; e custos adicionais não previstos inicialmente.

Além disso, a perfuração bem-sucedida de um poço de gás ou petróleo não assegura que a Companhia irá conseguir obter lucro sobre o seu investimento. Inúmeros fatores, como fatores

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

geológicos, regulatórios e de mercado podem fazer com que um poço seja pouco viável ou, até mesmo, inviável economicamente.

Os negócios da Companhia englobam uma variedade de riscos operacionais, tais como: incêndios; explosões; estouros e desabamentos; fluxos incontroláveis de gás, petróleo e água de formação; desastres naturais, tais como tempestades e outras condições climáticas adversas; falha nos gasodutos, cimento, ou oleodutos; colapsos no revestimento; dificuldades mecânicas, tais como perda ou avaria de equipamentos e ferramentas; formações anormais de pressão; ou perigos ambientais, como vazamentos de gás, derramamento de petróleo, rupturas em oleoduto e emissão de gases perigosos.

Quaisquer desses eventos ou outros eventos não previstos poderão gerar problemas em quaisquer poços, plataformas, sistemas de coleta e demais instalações, o que poderá afetar, adversa e materialmente, as operações da Companhia em curso e levar a perdas importantes resultantes de: morte ou lesão corporal; danos graves e destruição de propriedade, recursos naturais e equipamentos; poluição e danos ambientais; limpeza e reparos para reiniciar suas operações, ou outras responsabilidades remediadoras; exigências regulatórias; investigações e penalidades administrativas, cíveis e criminais; e suspensão das operações da Companhia.

Se quaisquer desses riscos forem materializados, a Companhia poderá ter que limitar ou suspender quaisquer das operações de produção e/ou interromper ou suspender a comercialização de petróleo ou gás natural da Companhia. Além disso, a Companhia pode ter que arcar com custos significativos associados às obrigações de limpeza e reparo, remediadoras ou indenizatórias.

Além disso, quaisquer desses eventos ou outros eventos similares não previstos poderão ter repercussões administrativas e impactar na capacidade da Companhia de cumprir com obrigações setoriais e regulação específica da indústria de Petróleo e Gás, a exemplo das obrigações de apresentação de documentos comprobatórios de produção de petróleo e gás natural, atendimento às normas de segurança previstas em lei, operação de instalações e equipamentos em desacordo com a regulação aplicável e comercialização de hidrocarbonetos fora da especificação técnica definia pela ANP.

Quaisquer dessas ocorrências e suas consequências poderão gerar um efeito relevante adverso para a Companhia, incluindo sanções administrativas – multas, apreensão de bens e produtos, suspensão temporária, total ou parcial, de funcionamento de estabelecimento ou instalações da Companhia, e a revogação de autorização para o exercício de atividades reguladas.

Futuras perfurações nas áreas da Companhia poderão não ser realizadas ou não produzir petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidades viáveis do ponto de vista comercial.

A Companhia possui direitos de concessão sobre diversos ativos produtores de óleo e gás, onde desenvolve suas atividades de produção de petróleo e gás natural. Para mais informações a respeito das concessões atualmente detidas pela Companhia, vide item 7.5 deste Formulário de Referência. Em relação aos ativos objeto das concessões supramencionadas, não é possível estimar, antes da perfuração e da

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

realização de certos testes específicos, se um determinado prospecto exploratório - ou seja, se uma acumulação potencial - efetivamente conterá petróleo ou gás natural ou, ainda que contenha, se produzirá petróleo ou gás natural em quantidade e/ou qualidade suficientes para recuperar os custos da perfuração e da completação ou para se tornar um campo economicamente viável. No que importa ao aproveitamento de campos maduros, devem ser considerados ainda outros elementos que impõem desafios técnicos, como o montante de investimentos em projetos de revitalização de um poço, escassez ou dificuldades na alocação de sondas, custos para reequipar poços, custos de estruturas de tubulação e hastes.

Se as áreas potenciais não tiverem êxito comprovado, os negócios, situação financeira e resultados da Companhia poderão ser afetados de modo adverso.

A Companhia também está sujeita a riscos de perfuração, produção e outros riscos operacionais.

O setor de petróleo, no qual se concentram a maior parte dos investimentos da Companhia através de suas concessões, envolve uma variedade de riscos operacionais, incluindo, dentre outros:

• Incêndios e explosões;

• Problemas mecânicos e com equipamentos;

• Fluxos descontrolados de óleos ou fluidos de poços;

• Riscos relacionados às operações;

• Formações com pressões anormais;

• Poluição e outros riscos ambientais;

• Desempenho insatisfatório de fornecedores terceirizados na perfuração de poços e no desempenho de outros serviços;

• Pandemias; e

• Outros desastres naturais.

Qualquer desses eventos pode resultar em morte de funcionários próprios, terceiros e pessoas das comunidades vizinhas, danos materiais significativos e danos ambientais, que podem comprometer a imagem da Companhia, suas operações e causar prejuízos consideráveis. A ocorrência de qualquer desses eventos pode ter um efeito adverso relevante sobre a Companhia.

As parcerias da Companhia podem não ser bem-sucedidas em função de fatores diversos.

Não há como assegurar que as parcerias e *joint ventures* da Companhia serão bem-sucedidas e produzirão os resultados esperados. Nesse caso, as atividades, situação financeira e resultados operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Os riscos relacionados às parcerias e *joint ventures* incluem, dentre outros: (i) dificuldade em manter um bom relacionamento com os parceiros (atuais e futuros); (ii) dificuldades financeiras dos parceiros, que poderão resultar na necessidade de investimentos adicionais por parte da Companhia; (iii) divergência de interesses econômicos e comerciais entre a Companhia e seus parceiros; (iv) responsabilização, em circunstâncias e condições específicas, pelas obrigações das empresas relacionadas, especialmente as de natureza tributária, trabalhista, ambiental, de defesa do consumidor e de natureza anticorrupção; e (v) existência de passivos não previamente identificados. A ocorrência de quaisquer desses riscos poderá afetar o resultado estimado ou poderá resultar na perda de investimentos realizados em tais parcerias.

A perda de membros da alta administração da Companhia, ou a incapacidade de atrair e contratar pessoal adicional para integrá-la, poderá ter um resultado substancialmente negativo sobre a Companhia.

A capacidade de implementar a estratégia da Companhia depende, em larga escala, dos serviços de sua alta administração. Os executivos seniores são responsáveis, em grande parte, pelo desenvolvimento da expertise no setor da Companhia, pela originação e avaliação de oportunidades de negócio, bem como pela condução dos investimentos e aquisições da Companhia. Se, porventura, a Companhia vier a perder os membros de sua alta administração, ela não garante que será capaz de atrair e contratar funcionários qualificados em sua substituição. A perda de qualquer dos membros de sua alta administração ou a impossibilidade de atrair e contratar outros funcionários para integrá-la poderá afetar adversamente os negócios da Companhia.

Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de nossos ativos.

A Companhia adquiriu alguns, e está em processo de adquirir outros, ativos que pertencem ou pertenciam à Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras. A Companhia não possui informações suficientes sobre a vigência de todas licenças ambientais emitidas em nome da Petrobras para a operação dos campos pertencentes a esses ativos, assim como não possui informações suficientes sobre o cumprimento de condicionantes ambientais, fazendo com que a Companhia não tenha visibilidade de determinados riscos envolvidos na aquisição e na operação de tais ativos. Eventuais faltas de licenças ou falhas no cumprimento de condicionantes ambientais identificadas após aquisição de determinado ativo, em caso de continuidade, podem sujeitar a Companhia à responsabilização ambiental administrativa e criminal, além da obrigação de reparação de eventuais danos causados, o que pode implicar em riscos operacionais, financeiros e reputacionais à Companhia.

A Companhia também não tem informações suficientes com relação a passivos e contingências ambientais eventualmente existentes com relação a esses ativos. É possível que a Companhia seja acionada a reparar os danos eventualmente causados ao meio ambiente. A responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa dizer que a obrigação de reparar a degradação causada não depende da demonstração de culpa, e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, o que poderá trazer riscos financeiros e reputacionais à Companhia. Além disso, no que diz respeito à exploração *onshore*, os

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

deveres associados à recuperação da área degradada são uma obrigação *propter rem*, então novos proprietários de imóveis podem ser responsabilizados pela recuperação de danos ambientais, independentemente de quem tenha efetivamente causado o dano por falta ou negligência.

Riscos associados a condições que eventualmente podem ser impostas pela ANP para aprovação de procedimentos de cessão (incluindo aqueles em curso com relação as aquisições dos campos de óleo e gás de Fazenda Belém, Rio Ventura e 65% de Pescada & Arabaiana).

De acordo com a Lei nº 9.478, promulgada no dia 06 de agosto de 1997 ("Lei do Petróleo") e a Lei nº 12.351/2010, é permitida a transferência (cessão), no todo ou em parte, de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, preservando-se o objeto e as condições contratuais, desde que o cessionário atenda a requisitos técnicos, econômicos e jurídicos.

A autorização para a cessão de contrato de concessão, bem como para a fusão, cisão e incorporação, mudança de operadora e substituição ou isenção de garantia de performance é precedida de processo administrativo de cessão. O processo de cessão é instaurado e instruído pela ANP, nos termos da Resolução ANP nº 785/2019 e da Portaria ANP nº 126/2016, bem como o procedimento descrito no Manual de Procedimento de Cessão.

A Companhia não pode garantir que a ANP não irá impor condições específicas a serem atendidas para fins de aprovação dos processos de cessão relativos à aquisição pela Companhia dos campos de óleo e gás de Fazenda Belém, Rio Ventura e 65% de Pescada & Arabaiana, atualmente operados pela Petrobras ou outros campos que futuramente podem vir a ser adquiridos pela Companhia, incluindo, mas não se limitando a condições relacionadas a apresentação de garantias de descomissionamento e abandono, que a Companhia não consiga cumprir. Especificamente, os ativos de Polo Fazenda Belém, Polo Rio Ventura e os 65% remanescentes da participação nos ativos de Pescada e Arabaiana, não obtiveram ainda a autorização da ANP para serem transferidos à Companhia.

Além disso, a Companhia não pode garantir que a ANP irá aprovar os critérios objetivos que devem ser observados nos processos de cessão de ativos que estão sendo ou que futuramente serão adquiridos pela Companhia – não havendo, portanto, garantia de que a ANP irá aprovar a habilitação técnica, jurídica e financeira da Companhia em tais processos de cessão.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão, o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, na perda de nossas concessões, presentes ou futuras. Eventuais multas ou a perda de nossas concessões podem afetar nossos negócios e resultados de maneira adversa relevante.

A prestação dos serviços de exploração de petróleo é outorgada pelo Poder Público por meio de concessões. Nos termos da Lei do Petróleo, e da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conforme alterada ("Lei de Concessões"), as concessões estão sujeitas à extinção antecipada em diversas circunstâncias, incluindo: (i) desapropriação pelo Governo Federal por motivo de interesse público;

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

(ii) revogação da concessão (segundo os termos do contrato de concessão); (iii) o não cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo; ou (iv) falência do concessionário.

Em quaisquer das circunstâncias que possam ensejar a extinção antecipada, os ativos vinculados à concessão deverão ser revertidos ao Poder Concedente. Na hipótese de o Poder Público decidir pela encampação ou declarar a caducidade dos contratos de concessão celebrados com a concessionária, não é possível assegurar que o valor de eventual indenização será suficiente para compensar o investimento realizado.

A extinção antecipada das concessões também não nos desobrigaria em relação à responsabilidade pelos danos e prejuízos causados a terceiros em decorrência da concessão outorgada, observados os prazos legais de prescrição e decadência aplicáveis, e poderia também não nos desobrigar em relação aos direitos e obrigações assumidas perante credores.

No caso de rescisão em virtude de risco do descumprimento das normas legais, regulamentares e contratuais que resultarem na declaração da caducidade da concessão, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades.

Além disso, no caso de extinção antecipada de nossas concessões presentes ou futuras, não é possível assegurar que o valor de eventual indenização será suficiente para compensar o investimento realizado, a taxa de retorno implícita e a perda do lucro futuro relativo aos ativos ainda não totalmente amortizados.

Riscos associados a condições que eventualmente podem ser impostas pelo CADE para aprovação de procedimentos de cessão.

Em novas operações de aquisição de ativos, cessão de ativos e formação de parcerias, como as previstas nos contratos de *farm-out*, espécies de contratos de participação, a depender da composição do grupo econômico da Companhia e de seus acionistas, conforme legislação aplicável, podem sujeitar à Companhia às regras do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, conforme previsto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011.

Dessa forma, adicionalmente à aprovação da ANP, essas operações poderão depender da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), podendo este órgão impor restrições que podem afetar total ou parcialmente a aquisição de ativos de interesse da Companhia.

Riscos associados à não abertura do mercado de gás.

Em 2019, foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, por meio da Resolução CNPE nº 4/2019, com competências para propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural, encaminhar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias. Resultado das propostas apresentadas por este Comitê, o CNPE aprovou a Resolução nº 16/2019.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Essa Resolução estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, definindo como deve ser a transição para um mercado concorrencial e até estabelecendo como de interesse da Política Energética Nacional medidas estruturais e comportamentais para serem observadas pelo agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural.

Em uma análise mais ampla da cadeia de gás, a não abertura do mercado poderá causar problemas à Companhia em todos os seus elos, dentre os quais destacamos: (i) dificuldades no acesso à infraestrutura necessária ao escoamento do gás produzido, tendo em vista a potencial falta de capacidade disponível; e (ii) dificuldades para acessar os consumidores finais por conta das barreiras impostas pelas legislações estaduais e distribuidoras locais de gás canalizado.

Além do Programa Novo Mercado de Gás, lançado pelo Governo Federal em julho de 2019, e a criação do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, instituída pelo Decreto nº 9.934/2019, a abertura do mercado de gás passa pela aprovação do PL 6407//2013 (Nova Lei do Gás). A Nova Lei do Gás foi aprovada no dia 01 de setembro de 2020 pela Câmara dos Deputados e agora segue para análise no Senado, não sendo possível afirmar que sua aprovação na redação atual será concretizada.

A Companhia pode ser afetada adversamente em razão de violações às leis anticorrupção ou outras leis semelhantes nos países em que opera ou faz negócios.

A Companhia está sujeita ao risco de que seus administradores, empregados ou terceiros, que atuem em seu nome ou benefício, pratiquem atos que violem as leis e as regulamentações anticorrupção de países em que opera ou faz negócios, como, por exemplo, a Lei n° 12.846, de 1º de agosto de 2014 ("Lei Anticorrupção") e Lei nº 8.429, de 2 de junho de 1992 ("Lei de Improbidade Administrativa").

No Brasil, a Lei Anticorrupção introduziu o conceito de responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos contra a administração pública, sujeitando a pessoa jurídica infratora à sanções civis e administrativas, que incluem multas, perdimento de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, proibição de contratar com a administração pública ou receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, sanções essas que, se aplicadas, podem afetar adversamente nossos resultados e nossa reputação. Ademais, a Lei Anticorrupção determinou que as sociedades controladoras, controladas, ou coligadas da infratora serão solidariamente responsáveis pela prática dos atos nela previstos.

A Companhia não pode garantir que seus administradores, empregados e terceiros que agem em seu nome ou benefício ou representantes atuarão em estrita observância às regras e determinações aplicáveis à Companhia, ao seu programa de integridade e/ou às leis anticorrupção, o que pode resultar em multas, perda ou rescisão antecipada de autorizações, alvarás e/ou licenças e danos à reputação da Companhia e, consequentemente, em um efeito adverso nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

As operações da Companhia estão expostas à possibilidade de perdas por desastres naturais, catástrofes, acidentes, incêndios e outros eventos que não estão no controle da Companhia e que podem afetar negativamente seu desempenho financeiro, assim como por condições climáticas adversas, efeitos das mudanças climáticas e outros fatores fora do controle da Companhia, que podem afetar negativamente suas operações.

As operações da Companhia estão sujeitas a riscos que afetam as propriedades, ativos e instalações, dentre outros. Esses riscos incluem, dentre outros, falha mecânica e elétrica, acidentes, danos pessoais, perda ou danos aos ativos e à carga, incêndios, explosões e vazamentos de combustível ou outras substâncias, danos ambientais, interrupção do negócio e atrasos na entrega, condições políticas e hostilidades, reivindicações trabalhistas, manifestações de grupos ou associações ambientalistas e/ou sociais, greves (de seus empregados ou daqueles vinculados às entidades com quem a Companhia se relaciona), condições climáticas adversas, os quais resultariam em danos, penalidades, multas, indenizações ou despesas a pagar a terceiros e outras reivindicações contra a Companhia.

Todos esses riscos podem resultar em responsabilidade civil, perda de receita, aumento de custos e danos de imagem e à reputação da Companhia, cada um dos quais poderia afetar adversamente os negócios e os resultados operacionais da Companhia.

A Companhia está sujeita a perdas não cobertas pelos seguros contratados, bem como a dificuldades para contratação de apólices, o que poderá gerar efeitos adversos sobre seus negócios. A Companhia está sujeita à ocorrência de eventos não segurados (tais como caso fortuito e força maior ou interrupção de certas atividades), ou de danos maiores do que os limites de cobertura previstos em suas apólices. Além disso, a quantificação da exposição de risco nas cláusulas existentes pode ser inadequada ou insuficiente, podendo, inclusive, implicar em reembolso menor do que o esperado.

Na eventualidade da ocorrência de um dos eventos não garantidos ou que excedam as coberturas previstas em suas apólices atuais, a Companhia pode sofrer um revés financeiro para recompor e/ou reformar os ativos atingidos por tais eventos, o que poderá comprometer o investimento por ela integralizado para aquisição destes ativos e, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto pelas apólices, não é possível garantir que o pagamento da indenização securitária será realizado, será pago de forma tempestiva, ou em valor suficiente para compensá-la integralmente pelos danos decorrentes de tal sinistro, o que poderá afetar negativamente seus resultados financeiros. Ainda, no caso dos eventos segurados, a cobertura de apólices de seguro está condicionada ao pagamento do respectivo prêmio. A falha da Companhia em pagar esses prêmios cumulada com a ocorrência de um sinistro poderá colocar a Companhia em uma situação de risco, uma vez que eventuais danos, mesmo que segurados, não estariam sujeitos à cobertura pela seguradora.

Além disso, a Companhia não pode garantir que conseguirá manter apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis, ou contratadas com as mesmas companhias seguradoras ou com companhias seguradoras similares. Adicionalmente, a Companhia poderá ser responsabilizada judicialmente pelo pagamento de indenização a terceiros em decorrência de um eventual sinistro. Caso quaisquer desses fatores venha a ocorrer, os negócios e resultados financeiros e operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

A possibilidade da modalidade contratual de "take or pay" em contratos com eventuais clientes, se não cumpridas por tais clientes, pode gerar riscos aos resultados da Companhia.

Em alguns casos, a Companhia opera com seus clientes sob o regime contratual de *take or pay*, onde o cliente garante que comprará toda a produção de óleo e gás da Companhia (vide seção 7.4 e 7.9 para maiores esclarecimentos com relação a esses contratos).

A Companhia não pode garantir que os contratos sob este regime não serão renegociados, contestados ou rescindidos, que os mesmos serão renovados ao seu término, ou que as receitas que obterá de tais contratos serão equivalentes às do passado ou à receita projetada atualmente para esses contratos. Ademais, os clientes da Companhia podem optar por não cumprir total ou parcialmente suas obrigações contratuais ou optar por contestar certas disposições do contrato ou o contrato em sua totalidade, o que pode afetar adversamente os resultados da Companhia.

Ademais, a Companhia pode, também, se envolver em controvérsias legais com os clientes, seja por meio de ações judiciais, arbitragem ou de outra forma, o que poderia levar a atrasos, suspensão ou rescisão de tais contratos e resultar em processos judiciais ou arbitrais morosos, prejudiciais e dispendiosos, o que pode afetar adversamente os resultados da Companhia.

A participação da Companhia em SPEs resulta em riscos adicionais, inclusive no que tange a potenciais problemas de ordem financeira e de relacionamento com os parceiros da mesma.

A Companhia investe e poderá investir em Sociedades de Propósito Específico ("SPEs") que também poderão ter investimentos de terceiros. Os riscos relacionados às SPEs incluem, dentre outros, a possibilidade do sócio da Companhia na SPE falir, bem como a possível divergência de interesses econômicos e comerciais entre a Companhia e seus sócios.

No caso de o sócio da Companhia em determinada SPE não efetuar, ou estar financeiramente incapaz de efetuar as contribuições de capital necessárias, a Companhia poderá ser obrigada a realizar investimentos adicionais, bem como prestar serviços adicionais para compensar a deficiência de seu sócio.

Decisões desfavoráveis ou a impossibilidade de se realizar depósitos judiciais ou de se prestar ou oferecer garantias em processos judiciais podem causar efeitos adversos nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos seus resultados operacionais.

A Companhia, seus administradores e acionistas controladores são/podem vir a ser partes em processos judiciais e administrativos, incluindo procedimentos de responsabilidade civil, fiscal, ambiental, trabalhista, dentre outros. Não há garantia de que tais processos serão julgados favoravelmente à Companhia, ou, ainda, que os provisionamentos sejam suficientes para a cobertura dos valores decorrentes de eventuais condenações.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Decisões contrárias aos interesses da Companhia que eventualmente alcancem valores substanciais de pagamento, que afetem a imagem da Companhia ou impeçam a realização dos seus negócios conforme inicialmente planejados poderão causar um efeito relevante adverso nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos seus resultados operacionais.

Adicionalmente, é possível que a Companhia não tenha recursos necessários para realizar depósitos judiciais ou prestar ou oferecer garantias em processos judiciais que discutam valores substanciais. A dificuldade na obtenção de recursos necessários para a realização destes depósitos ou de prestação ou oferecimento destas garantias não suspenderá a cobrança dos valores decorrentes de eventuais condenações e poderá ter um efeito adverso nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

Ainda, a Companhia está sujeita à fiscalização por diferentes autoridades federais, estaduais e municipais, incluindo fiscais, trabalhistas e ambientais. A Companhia pode ser autuada por tais autoridades e tais autuações podem se converter em processos administrativos e, posteriormente, em processos judiciais, os quais, caso decididos de forma desfavorável, poderão ter um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia. Para mais informações sobre os processos judiciais envolvendo a Companhia, veja o item 4.3 deste Formulário de Referência.

Greves e paralisações dos empregados da companhia ou de empregados de seus fornecedores, empresas contratadas e demais setores, bem como falta de pessoal especializado, podem afetar adversamente os resultados operacionais e o negócio da Companhia.

Greves, paralisações ou outras formas de manifestação de empregados da Companhia, de seus principais fornecedores e empreiteiros, ou em setores da sociedade que afetem os negócios da Companhia, podem impactar na conclusão de projetos, no alcance de seus objetivos, bem como na sua continuidade operacional.

O sucesso da Companhia no longo prazo também depende da capacidade de continuar a atrair, treinar e qualificar com sucesso a sua mão de obra. As atividades da Companhia exigem mão de obra especializada, com conhecimento sobre procedimentos técnicos específicos ao desenvolvimento de suas operações. Não há garantia de que a companhia terá efetividade na contratação, treinamento e qualificação de sua mão de obra, nem de que custos adicionais não irão surgir para atingir este objetivo. Isto pode afetar negativamente os resultados operacionais e os negócios da Companhia.

Os custos de matérias-primas e serviços de fornecimento estão sujeitos a flutuações que podem ter um efeito adverso relevante nos nossos resultados e operações.

As matérias-primas utilizadas nos nossos negócios e o custo dos serviços contratados estão sujeitos a flutuações dependendo das condições do mercado. Esses preços são influenciados por vários fatores sobre os quais temos pouco ou nenhum controle, incluindo, entre outros, condições econômicas internacionais e nacionais, regulamentos, políticas governamentais, ajustes de tarifas e efeitos globais de oferta e demanda. Nós não podemos garantir que o reajuste tarifário da Companhia será realizado em tempo hábil

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

ou seja suficiente para refletir e/ou compensar aumentos na inflação, operação custos e despesas, amortização de investimentos e impostos. Como resultado, podemos não ser capazes de repassar o aumento de custos para nossos clientes, o que poderia diminuir nossa margem de lucro e resultar em um efeito adverso relevante sobre os nossos negócios, condição financeira e resultados de operações.

Movimentos populares poderão afetar a ampliação das plantas de processamentos existentes, a instalação de novas plantas de processamento e os cronogramas de perfuração, bem como a distribuição de óleo e a operação normal, afetando a rentabilidade da Companhia.

Movimentos populares e sindicais são ativos nas regiões em que a Companhia atua e podem se posicionar contrariamente à ampliação das plantas de processamentos existentes e futuras, aos cronogramas de perfuração, à distribuição de óleo via caminhões e as operações normais no curso dos negócios da Companhia. As invasões e ocupações de instalações é prática comum entre os integrantes desses movimentos. Caso a Companhia enfrente tais movimentos populares, seus negócios e condições financeiras serão afetados adversamente.

Atuamos em um setor da atividade econômica que requer grande volume de recursos financeiros, e, portanto, poderá exigir capital adicional no futuro, que poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá ser em condições não satisfatórias à Companhia.

Nossos negócios e estratégia de crescimento exigem volumes significativos de capital, a serem aplicados em futuros projetos, bem como em gastos com a manutenção das atividades atuais.

Caso o caixa gerado internamente não seja suficiente para suprir nossa necessidade de capital, podemos ser obrigados a levantar capital adicional, inclusive por meio de financiamentos futuros, novas ofertas públicas ou privadas de distribuição de valores mobiliários, tais como ações e valores mobiliários conversíveis em ações, para financiar nossas atividades e iniciativas de crescimento.

Nossa capacidade de obter tais recursos depende de vários fatores, entre eles nosso nível de endividamento e as condições de mercado. A incapacidade de obter os recursos necessários em condições razoáveis poderá causar efeitos adversos a nossos negócios e prejudicar a capacidade de implantarmos nosso plano de investimento, bem como pode nos forçar a reduzir ou postergar desembolsos de capital, realizar a venda de ativos ou reestruturar e refinanciar nosso endividamento, o que pode restringir o crescimento e desenvolvimento futuros de nossas atividades, afetando nossos resultados operacionais de forma negativa.

Riscos de hedge relacionados à exposição da Companhia a flutuações na cotação de moedas e de commodities podem causar prejuízos.

A natureza das operações da Companhia resulta em sua exposição a oscilações na cotação de moedas e *commodity* (preço do petróleo), que poderá utilizar instrumentos financeiros e contratos de entrega física visando à proteção à exposição a tais riscos. Ao realizar operações de *hedge*, a Companhia não necessariamente estará protegida dos referidos riscos e além disso f está exposta a riscos de crédito em caso de não cumprimento dos instrumentos financeiros pelas contrapartes.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Caso a Companhia celebre contratos de *hedge*, poderá sofrer perdas financeiras se não for capaz de iniciar as operações em tempo hábil ou produzir quantidades suficientes de óleo e gás natural para cumprir com suas obrigações. Além disso, a celebração de contratos de *hedge* poderá limitar o potencial de ganho da Companhia em função da estratégia de *hedge* executada (ex.: travas de preços mínimo e máximo), não auferindo necessariamente todo o potencial de aumento do preço da *commodity* em uma eventual venda. Caso não celebre operações de *hedge*, poderá estar mais suscetível a reduções nos preços do óleo e gás natural do que seus concorrentes que realizam essas operações.

Além disso, operações de *hedge* podem expor a Companhia a exigências de margem de caixa, que poderão ter um efeito adverso relevante, a depender do tamanho do *hedge* e do número de vendas ou compra de contratos realizadas utilizando *hedge* ao longo de um período.

Para maiores informações sobre nossas operações de hedge, vide seção 5.2. do Formulário de Referência.

A Companhia pode não conseguir obter ou renovar todas as licenças, alvarás e permissões necessárias à condução dos seus negócios.

A Companhia, suas controladas e subsidiárias estão sujeitas a uma vasta variedade de leis, regulamentações e exigências de licenças federais, estaduais e municipais, e dependem da obtenção de licenças, permissões e autorizações, para exercer suas atividades.

A Companhia não pode garantir que será capaz de manter, renovar ou obter qualquer autorização, licença, outorga, ou alvará, tempestivamente, ou que nenhum requisito adicional será imposto em relação a tal pedido de renovação.

A não obtenção ou manutenção dos alvarás, autorizações e licenças necessárias às operações da Companhia, ou a não obtenção ou manutenção tempestiva, pode resultar em multas, perda ou rescisão antecipada de autorizações, alvarás e/ou licenças, bem como fechamento de instalações, ou violação de contratos de financiamento e comerciais, o que poderia causar um efeito adverso relevante sobre os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

Decisões desfavoráveis em inquéritos, autos de infração e ações judiciais de cunho ambiental podem causar efeitos adversos para a Companhia.

A Companhia poderá ser, no futuro, ré em processos judiciais, administrativos e/ou arbitrais que envolvam matéria ambiental. Os resultados desses processos podem ser desfavoráveis aos negócios e à imagem da Companhia, podendo resultar na suspensão de suas atividades até que sejam cumpridas as determinações judiciais e/ou administrativas ou mesmo impossibilitar a continuidade de determinado projeto.

A Companhia não pode garantir que os resultados destes processos lhe serão favoráveis, ou, ainda, que manterá provisionamento, parcial ou total, suficiente para todos os passivos eventualmente decorrentes destes processos. Decisões contrárias aos interesses da Companhia, que impeçam a realização dos seus negócios, como inicialmente planejados, ou que eventualmente alcancem valores

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

substanciais e não tenham provisionamento adequado podem causar um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia. Para mais informações, ver Seções 4.3 a 4.7 do Formulário de Referência.

A abertura do mercado de gás no Brasil depende especialmente do cumprimento do Termo de Compromisso de Cessação ("TCC") firmado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") e Petrobras. Eventual descumprimento ou atraso na implementação das medidas estabelecidas no TCC poderá dificultar ou impossibilitar a implementação do desenvolvimento do mercado de gás natural e ter um efeito adverso relevante em nossos planos e negócios.

Atualmente, a Petrobras tem uma posição dominante no mercado de gás do Brasil, exercendo regime de monopólio no setor. O TCC, celebrado em julho de 2019, reduz a participação da estatal nos próximos anos e cria um novo papel das empresas privadas no desenvolvimento do setor de gás, incluindo medidas como: (1) liberação da capacidade contratada e não utilizada em gasodutos de transporte; (2) viabilizar acesso a todas as infraestruturas essenciais do setor; (3) alienação das participações nas empresas de transporte e empresas de distribuição; e (4) arrendamento de terminal de regaseificação de GNL. A eventual implementação das medidas estabelecidas pelo TCC poderão facilitar a participação de outros players no mercado de gás.

O atraso ou não a execução dos termos definidos no TCC assinado entre CADE e Petrobras poderá dificultar ou até mesmo a impossibilitar a implementação do desenvolvimento do mercado de gás natural e ter um efeito adverso relevante nos planos e negócios da Companhia.

A 3R pode não conseguir atender as cláusulas restritivas (covenants) de seus contratos de empréstimos.

A 3R, empresa ser incorporada pela Companhia está sujeita a determinadas cláusulas restritivas (*covenants*) existentes em contratos de empréstimos e financiamentos de que é parte ou virá a ser parte, ou ainda suas subsidiárias, com base em indicadores financeiros e não financeiros incluindo, entre outras, restrições sobre incorporações, pagamento de dividendos, aquisições e outras reestruturações societárias, cláusulas de efeito adverso relevante, disposições de alteração de controle, falência, dissolução, recuperação judicial ou extrajudicial.

Dessa forma, caso a 3R não seja capaz de (i) atender aos *covenants* financeiros estabelecidos com seus credores em virtude de condições adversas de seu ambiente de negócios; (ii) manter as garantias dos contratos de empréstimo e financiamentos válidas; (iii) cumprir com as premissas de modelo financeiro; (iv) adimplir com todas as obrigações financeiras contraídas, o que pode levar a um vencimento cruzado de seus instrumentos (*cross default*); e (v) cumprir com seus contratos com clientes, poderá ser declarado o vencimento antecipado de parte de suas dívidas (*cross acceleration*), o que pode afetar adversamente os seus negócios e os resultados operacionais.

Para mais informações, ver Seção 10.9 deste Formulário de Referência. Ainda, a 3R está sujeita a cláusulas restritivas que podem limitar, dentre outras coisas, sua capacidade de pagar dividendos,

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

resgatar ou recomprar capital social, incorrer em endividamento adicional, vender ativos, criar certos ônus, firmar transações de venda e relocação, envolver-se em transações com afiliadas, estabelecer limitações de dividendos e outras restrições de pagamento que afetam subsidiárias restritas e consolidar, mesclar, transferir ou arrendar todos ou substancialmente todos os seus ativos, o que pode afetar adversamente os seus negócios e os resultados operacionais.

Os acionistas da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

De acordo com o estatuto social da Companhia, esta deve distribuir aos seus acionistas, no mínimo, 0,001% (um milésimo por cento) do nosso lucro líquido do exercício, calculado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos ou juros sobre o capital próprio. O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas.

Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta, como a Companhia, suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o conselho de administração informe à assembleia geral ordinária que a distribuição seria incompatível com a situação financeira da Companhia. Se isso acontecer, os titulares das nossas ações ordinárias poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

Por fim, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sob o pagamento de juros sobre capital próprio prevista na legislação atual poderão ser revistas e tanto os dividendos recebidos, quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso dos juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada no futuro, impactando o valor líquido a ser recebido pelos nossos acionistas a título de participação nos nossos resultados.

A Companhia pode enfrentar situações de potencial conflito de interesses em negociações com partes relacionadas.

A Companhia possui receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas. As contratações com partes relacionadas podem gerar situações de potencial conflito de interesses entre as partes. Caso essas situações de conflito de interesses se configurem, poderá haver impacto negativo para os negócios da Companhia, o que poderá vir a causar um impacto adverso em suas atividades, situação financeira e resultados, bem como a seus acionistas.

A Companhia depende de sistemas de informação para conduzir seus negócios, e a falha em proteger esses sistemas contra violações de segurança pode afetar adversamente os seus resultados.

A Companhia depende da tecnologia da informação, da comunicação e dos sistemas de processamento de hardware e software para o funcionamento eficiente do seu negócio. Tais sistemas são vitais para a capacidade da Companhia de monitorar adequadamente suas operações, gerar faturas aos clientes, alcançar eficiência operacional e atender indicadores e padrões de serviço. Os

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

sistemas de informação são vulneráveis às interrupções de serviço e às violações de segurança por hackers e terroristas cibernéticos, os quais têm se tornado cada vez mais sofisticados e difusos.

A Companhia não garante que as medidas tomadas serão suficientes para prevenir adequadamente eventuais violações de segurança. A indisponibilidade de sistemas de informação ou o não funcionamento desses sistemas como previsto, por qualquer motivo, pode causar uma interrupção no negócio da Companhia e resultar em desempenho reduzido e aumento de custos operacionais, o que pode ter um efeito adverso nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia. Ainda, incidentes de segurança cibernética podem resultar em apropriação indevida de informações da Companhia e/ou das informações de seus clientes ou em tempo de inatividade em seus servidores ou operações, o que pode afetá-la material e adversamente. Eventual perda de propriedade intelectual, segredos comerciais ou outras informações comerciais sensíveis ou a interrupção das suas operações podem afetar negativamente os resultados financeiros da Companhia.

Um aumento no uso de fontes alternativas de energia pode afetar substancialmente a demanda por combustíveis fósseis.

É possível observar uma transformação na forma como se produz e consome energia no mundo. Essa transição energética envolve redução nas emissões de CO2, aplicação de novas tecnologias para aumentar eficiência e produtividade e aumento do uso de outras fontes de energia, como o gás natural, eólica e solar.

Alterações na composição da matriz energética brasileira e o custo para uso de tais fontes alternativas de energia podem afetar a demanda por hidrocarbonetos e combustíveis fósseis, podendo afetar negativamente a Companhia.

Qualquer redução estrutural na demanda por petróleo e gás natural pode ter um impacto negativo sobre nossas receitas, afetando a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Além disso, um aumento significativo no fornecimento de eletricidade gerada a partir de combustíveis alternativos pode resultar na redução do preço da eletricidade para os usuários finais e afetar adversamente a demanda de gás natural como insumo.

A Companhia não pode garantir que aumentos futuros nos preços do gás natural, reduções nos preços dos combustíveis alternativos, incentivos para uso de fontes energéticas alternativas ou a geração de eletricidade a partir de tais fontes, não terão um efeito adverso relevante sobre o fluxo de caixa da Companhia e seus resultados operacionais.

Além disso, o desenvolvimento e a implementação de novas tecnologias podem resultar em uma aceleração significativa na migração da composição da matriz energética brasileira. Não podemos prever quando novas tecnologias podem se tornar disponíveis, o fluxo de migração e aceitação dessas novas tecnologias e os custos associados para tanto. Os avanços no desenvolvimento de fontes alternativas para a chamada "transição energética" podem reduzir significativamente a demanda por combustíveis fósseis, o que de outra forma reduziriam a demanda por petróleo e gás natural, podendo gerar um efeito adverso relevante nos negócios e desempenho financeiro da Companhia.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

O escoamento e transporte dos hidrocarbonetos produzidos pela Companhia envolvem riscos que podem resultar em acidentes e custos operacionais que poderão afetar os resultados operacionais, fluxo de caixa e a situação financeira da Companhia.

A Companhia contrata o transporte e escoamento do petróleo e o gás natural produzido em seus campos ao mercado principalmente pela via dutoviária e rodoviária. A interrupção dos serviços contratados de transporte devido a situações climáticas adversas, greves, bloqueios, atrasos ou outros incidentes podem prejudicar temporariamente a capacidade da Companhia de movimentar os hidrocarbonetos produzidos até os nossos clientes e consequentemente afetar adversamente as vendas e resultados da Companhia.

Além disso, alguns dutos de movimentação da produção se localizam em áreas ambientalmente sensíveis e caso algum acidente ou outro problema ocorra em nossos dutos, como por exemplo vazamentos ou rompimentos, as operações da Companhia podem ser paralisadas, e podem resultar em perda financeiras. Esses riscos podem, ainda, resultar em perdas de vidas, danos significativos à propriedade da Companhia ou de terceiros, poluição e danos ambientais e interrupção das nossas operações, que, por sua vez, poderão resultar em perdas financeiras e reputacionais significativas.

As atividades de transporte e movimentação de rejeitos da produção, como água e triazina (além de outros materiais tóxicos) envolvem uma variedade de perigos inerentes e riscos operacionais, tais como vazamentos, acidentes e problemas mecânicos, que poderão causar significativas perdas financeiras para a Companhia.

A proximidade de dutos e locais de armazenamento com áreas povoadas, incluindo áreas residenciais, comerciais e instalações industriais poderá aumentar a dimensão de danos resultantes desses riscos. A ocorrência de quaisquer desses eventos poderá afetar adversamente a imagem, reputação, resultados das operações, fluxo de caixa e situação financeira da Companhia.

A Companhia está sujeita a riscos associados ao não cumprimento das leis relativas à proteção de dados e da nova Lei Geral de Proteção de Dados e pode ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções.

A Constituição Federal, a Lei n° 10.406/02 (Código Civil), a Lei n° 8.078/90 (Código de Defesa do Consumidor) e a Lei n° 12.965/14 (Marco Civil da Internet) e o Decreto n° 8.771/16 são as principais leis que regem a prática de tratamento de dados pessoais no Brasil.

Entre outros requisitos, para que os dados pessoais sejam coletados e usados, precisamos obter o consentimento prévio, expresso e informado do titular dos dados. Em 14 de agosto de 2018, foi promulgada a Lei nº 13.709 ("Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais" ou "LGPD"), para regular o tratamento de dados pessoais no Brasil.

No contexto da pandemia da COVID-19, foi aprovada a Lei nº 14.010/2020 que, entre outras medidas, adiou a aplicabilidade das sanções administrativas previstas na LGPD para 1º de agosto de 2021. Fora as sanções administrativas, a Medida Provisória n° 959, publicada em abril de 2020, buscou adiar a entrada em vigor da LGPD para 3 de maio de 2021.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Em 26 de agosto de 2020, o Senado aprovou a Medida Provisória nº 959, mas sem o artigo que adiava a vigência da LGPD. Com a rejeição do novo adiamento pelo Senado, a LGPD teve a sua vigência iniciada no dia 18 de setembro de 2020, restando apenas as sanções administrativas para agosto de 2021.

Como coletamos, armazenamos, processamos e usamos informações pessoais e de funcionários e clientes e outros dados de usuários em nossos negócios, devemos cumprir com todas as leis de privacidade e proteção de dados pessoais.

Estamos obrigados a garantir que qualquer tratamento, coleta, uso, armazenamento, compartilhamento, transferência e descarte de dados pessoais pelos quais somos responsáveis estejam em conformidade com as leis aplicáveis de proteção de dados.

Qualquer violação de segurança, ou qualquer falha percebida envolvendo o uso indevido, perda ou outra divulgação não autorizada de dados pessoais, bem como qualquer falha ou aparente falha em cumprir as leis, políticas, obrigações legais ou padrões da indústria em relação à privacidade e proteção de dados podem prejudicar nossa reputação, nos expor a riscos e responsabilidades legais, sujeitar-nos a publicidade negativa, interromper nossas operações e prejudicar nossos negócios. Não podemos garantir que nossas medidas de segurança evitarão vazamento de dados pessoais, incidentes de segurança, ou que a falha em evitá-los não terá um efeito adverso relevante sobre nós.

Ainda, em caso de não conformidade à LGPD, a Companhia pode estar sujeita às sanções administrativas aplicáveis pela ANPD de advertência; obrigação de publicização do incidente; bloqueio e/ou eliminação de dados pessoais a que se refere a infração; multa simples de até 2% de seu faturamento (ou de seu grupo ou conglomerado no Brasil) apurado no mais recente exercício social, excluídos os tributos, até o montante global de R$50.000.000,00 por infração; e multa diária, observado limite global de R$50.000.000,00; suspensão do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de 6 (seis) meses, prorrogável por igual período, até a regularização da atividade de tratamento pelo controlador; suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 (seis) meses, prorrogável por igual período; e proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados.

Além das sanções administrativas, a Companhia pode ser responsabilizada judicialmente por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados aos titulares de dados pessoais, inclusive quando causados por subsidiárias, prestadores de serviços e parceiros que atuem como operadores de dados pessoais em nome da Companhia ou como controladores em conjunto coma Companhia, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD.

Além do regime de responsabilidade civil apurada judicialmente, o fato de as sanções administrativas da LGPD se tornarem aplicáveis pela ANPD apenas em agosto de 2021 não impede a aplicação de sanções administrativas estabelecidas nas demais leis que tratam de questões de privacidade e proteção de dados, conforme citado anteriormente. Essas sanções administrativas podem ser aplicadas por outras autoridades públicas, como o Ministério Público e órgãos de proteção ao

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

consumidor. A Companhia também está sujeita à responsabilização na esfera cível por violação a essas leis.

A incapacidade ou falha em proteger a propriedade intelectual da Companhia ou a violação, pela Companhia, à propriedade intelectual de terceiros pode ter impactos negativos no resultado operacional da Companhia.

O sucesso da Companhia depende, em parte, de sua capacidade de proteger e preservar seus ativos passíveis de proteção por institutos de propriedade intelectual.

A Companhia acredita que suas marcas são ativos valiosos e importantes para seu sucesso e que problemas relacionados à propriedade intelectual podem afetá-la significativamente, de forma adversa. Eventos como o indeferimento definitivo de seus pedidos de registro de marca perante o Instituto Nacional da Propriedade Industrial ("INPI"), o uso sem autorização ou outra apropriação indevida das marcas registradas da Companhia podem diminuir o valor das marcas da Companhia ou sua reputação, de modo que a Companhia poderá sofrer impacto negativo em seus resultados operacionais.

Caso a Companhia não logre êxito em obter os registros pendentes, bem como proteger adequadamente seus ativos intangíveis, tal evento poderá gerar impactos adversos relevantes nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, reputação e/ou negócios futuros da Companhia.

Adicionalmente, terceiros podem alegar que os produtos ou serviços prestados da Companhia violam seus direitos de propriedade intelectual. Qualquer disputa ou litígio relacionado a ativos de propriedade intelectual pode ser oneroso e demorado devido à incerteza de litígios sobre o assunto.

A Companhia está sujeita a riscos associados a incidentes de segurança cibernética que podem resultar em acesso indevido a informações confidenciais ou sensíveis e, consequentemente, em danos financeiros e reputacionais à Companhia.

Ataques cibernéticos têm se tornado cada vez mais sofisticados e difusos. Falhas nos sistemas de segurança cibernética da Companhia ou falhas na prevenção ou identificação destes ataques podem ter um impacto adverso relevante para a Companhia.

Incidentes de segurança cibernética podem afetar a confidencialidade, integridade e/ou disponibilidade dos sistemas da Companhia e, portanto, resultar em apropriação indevida das informações da Companhia e/ou dos dados pessoais de seus clientes, colaboradores e terceiros e/ou em tempo de inatividade em seus servidores, ou ainda, na divulgação de segredos comerciais e/ou de outras informações comerciais sensíveis, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação da Companhia.

Adicionalmente, os sistemas de informação da Companhia estão expostos a vírus, maliciosos (malware) e outros problemas, como, por exemplo, crimes e ataques cibernéticos, que podem interferir inesperadamente nas operações da Companhia.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Diante da própria natureza da internet e de sistemas informáticos, não é possível garantir que não ocorrerão falhas de segurança como as aqui descritas. Qualquer ocorrência dessa natureza poderá resultar em um efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, sua reputação, seus resultados de operações e acarretar perdas financeiras.

Os ativos da Companhia podem estar sujeitos a perda de valor recuperável (impairment) e ajustes de valor de inventário.

Os ativos relacionados às atividades de óleo e gás são os mais relevantes da Companhia. Os investimentos associados às propriedades de óleo e gás incluem os direitos sobre propriedades em produção, em desenvolvimento e em estágio de prospecção, que são contabilizados pelo seu valor de custo.

A Companhia revisa e avalia seus ativos, para realizar testes de perda de valor recuperável (i*mpairment*) ao menos anualmente ou quando eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que os valores contábeis relacionados podem não ser recuperáveis, o que pode representar mais um risco. Os fluxos de caixa futuros são estimados com base na produção futura esperada, preços de óleo e gás, custos operacionais e custos de capital. Existem inúmeras incertezas inerentes à estimativa de reservas e recursos contingentes de óleo e gás e essas diferenças entre as premissas da administração e as condições obtidas ao longo do estágio operacional podem ter um efeito relevante no futuro na posição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

Além disso, a depender das condições macroeconômicas globais, pode haver um risco em torno das avaliações das reservas e recursos contingentes da Companhia. As premissas utilizadas na avaliação das reservas e recursos contingentes da Companhia incluem estimativas de preços de óleo e gás que se esperam obter quando forem negociados. Se essas estimativas ou premissas forem imprecisas, a Companhia poderá ser obrigada a realizar ajustes por redução (*write-down*) do valor registrado de suas reservas e recursos contingentes, o que reduziria os resultados e a posição financeira da Companhia.

Risco de falhas nos nossos sistemas, políticas e procedimentos de controles internos poderão afetar adversamente nossos negócios.

As nossas políticas, procedimentos e controles internos podem não ser totalmente eficazes. Os métodos de gerenciamento de riscos podem não prever exposições futuras ou não serem suficientes contra riscos desconhecidos e/ou não mapeados e que poderão ser significativamente maiores do que aquelas indicadas pelas medidas históricas que utilizamos. Se não formos capazes de manter nossos controles internos operando de maneira efetiva (incluindo mas não se limitando àqueles sobre reporte financeiro), poderemos não ser capazes elaborar nossas demonstrações e informações financeiras de maneira adequada, reportar nossos resultados de maneira precisa, prevenir a ocorrência de fraudes ou a ocorrência de outros desvios. A falha ou a ineficácia nos nossos controles internos, como por exemplo as deficiências significativas indicadas no item 5.3 deste Formulário de Referência, poderá ter um efeito adverso significativo em nossos negócios.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

(b) Riscos Relacionados ao Controlador, direto ou indireto, ou Grupo de Controle

Após a realização da Oferta Pública Inicial de Ações de Emissão da Companhia o atual acionista controlador da Companhia poderá deixar de deter 50% mais uma ação do capital votante da Companhia, o que poderá dificultar a obtenção de determinadas aprovações societárias necessárias à gestão de suas atividades.

Caso haja a concretização da oferta pública inicial de ações da Companhia ("Oferta"), o atual acionista controlador pode ser diluído de modo que deixará de deter mais do que 50% mais uma ação do capital votante da Companhia. A ausência de um acionista ou grupo controlador vinculado por acordo de voto, titular de 50% mais uma ação do capital votante, poderá dificultar certos processos de tomada de decisão, propiciando o surgimento de conflitos entre acionistas e outros eventos decorrentes da ausência de referido acionista ou grupo de acionistas, inclusive dificultando a obtenção do quórum mínimo exigido por lei e/ou pelo estatuto social da Companhia para determinadas deliberações.

Ainda, eventual controle de fato a ser exercido pelos atuais acionistas controladores pode deixar a Companhia suscetível à formação de novas alianças ou acordos de votos entre os acionistas, de maneira estável ou limitada a circunstâncias específicas. Caso isso ocorra, a Companhia poderá vivenciar instabilidade ou sofrer mudanças repentinas e inesperadas das políticas corporativas e estratégicas, inclusive por meio da substituição dos seus administradores. Além disso, a Companhia pode ficar vulnerável a tentativas hostis de aquisição de controle e aos conflitos daí decorrentes.

Qualquer instabilidade ou mudança repentina ou inesperada na equipe de administradores, na política empresarial ou no direcionamento estratégico, tentativa de aquisição de controle ou disputa entre acionistas relativa ao exercício de seus direitos de acionista, no cenário em que a Companhia não tenha um acionista ou grupo de acionistas que detenha 50% mais uma ação do capital votante da Companhia, podem afetar adversamente a Companhia.

(c) Riscos Relacionados a Seus Acionistas

Após a conclusão da Oferta, podemos deixar de possuir um acionista controlador ou grupo de controle, o que poderá nos tornar suscetíveis a alianças entre acionistas, conflitos entre acionistas e outros eventos decorrentes da ausência de um acionista controlador ou grupo de controle.

Após a realização da Oferta, poderemos deixar de possuir um acionista controlador ou grupo de controle e não há uma prática definida no Brasil de companhia aberta sem acionista identificado como controlador. Pode ser que se formem alianças ou acordos entre os acionistas, o que poderia ter efeito semelhante ao de ter um grupo de controle. Caso surja um grupo de controle e este passe a deter o poder decisório, poderíamos sofrer mudanças repentinas e inesperadas das nossas políticas corporativas e estratégias, inclusive através de mecanismos como a substituição dos administradores.

A ausência de um acionista controlador ou de um grupo de controle poderá dificultar certos processos de tomada de decisão, pois poderá não ser atingido o quórum mínimo exigido por lei para

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

determinadas deliberações. Caso venhamos a deixar de possuir um acionista controlador ou um grupo de controle, não podemos garantir que a influência que vinha sendo exercida pelo acionista controlador na Companhia (como por exemplo, governança corporativa, gestão de recursos humanos, administração, acesso ao capital e recursos etc.) seja mantida.

Adicionalmente, qualquer mudança repentina ou inesperada em nossa equipe de administradores, em nossa política empresarial ou direcionamento estratégico, tentativa de aquisição de controle ou qualquer disputa entre acionistas concernentes aos seus respectivos direitos, no cenário em que a Companhia não tenha um controlador definido, podem afetar adversamente a Companhia, o valor de suas ações, bem como podem afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais.

Futuras captações de recursos pela Companhia por meio da emissão de valores mobiliários poderão resultar na diluição da participação de investidores em seu capital social.

A Companhia pode precisar captar recursos adicionais no futuro e, no caso da indisponibilidade de financiamento público ou privado, ou por decisão de seus acionistas, conforme item 15.4 deste Formulário de Referência, a Companhia pode captar tais recursos por meio da emissão pública de ações. Qualquer emissão adicional de ações poderá resultar na diluição da participação dos acionistas em seu capital social.

Adicionalmente, captações de recursos adicionais por meio de emissão de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações poderá, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, ser feita com exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia, o que pode causar diluição em sua participação acionária percentual e patrimonial.

A volatilidade e falta de liquidez do mercado de capitais brasileiro pode limitar substancialmente a capacidade de venda de ações ordinárias ao preço e tempo desejáveis pelos investidores.

O investimento em valores mobiliários negociados em países de economia emergente, tais como o Brasil, envolve frequentemente maior grau de risco se comparado a investimentos em valores mobiliários de empresas localizadas em mercados de títulos internacionais. O mercado de capitais brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e geralmente mais volátil do que alguns mercados internacionais. Essas características podem limitar consideravelmente a capacidade do investidor de negociar as ações ordinárias ao preço e no momento desejado, o que pode ter um efeito adverso significativo sobre a cotação das ações ordinárias da Companhia.

(d) Riscos Relacionados a Suas Controladas e Coligadas

As sociedades controladas pela Companhia estão sujeitas a riscos operacionais e de mercado similares aos da Companhia.

As controladas da Companhia estão sujeitas a riscos semelhantes aos riscos a que a Companhia está sujeita, tais quais riscos de mercado e operacionais, que podem causar um efeito adverso e relevante

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

em seus resultados individuais. Para maiores informações sobre as sociedades controladas pela Companhia, vide item 15.4 deste Formulário de Referência.

(e) Riscos Relacionados a Seus Fornecedores

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de óleo e gás natural está sujeito a excesso de custos e atrasos.

Projetos de óleo e gás natural podem apresentar fortes variações em seu custo de capital devido a fatores como indisponibilidade ou alto custo de equipamentos, materiais e mão de obra especializada em serviços de campo de petróleo. O custo de execução de projetos pode não ser adequadamente orçado e depende de vários fatores que podem impactar a conclusão de estimativas detalhadas de custos finais de engenharia, contratação e aquisição de equipamentos e engajamento de fornecedores competentes. O desenvolvimento de projeto da Companhia pode ser negativamente afetado por um ou mais fatores associados a projetos industriais de grande escala, tais como:

• Falta de equipamento, materiais e mão-de-obra;

• Oscilações nos preços de material de construção;

• Atrasos na entrega de equipamentos e materiais;

• Disputas trabalhistas;

• Acontecimentos políticos;

• Bloqueios ou embargos;

• Litígios;

• Condições climáticas adversas;

• Aumentos de custos imprevisíveis;

• Desastres naturais;

• Acidentes;

• Complicações imprevisíveis de engenharia;

• Incertezas ambientais ou geológicas;

• Epidemias ou pandemias; e

• Outras circunstâncias imprevisíveis.

Qualquer desses eventos ou outros acontecimentos imprevisíveis podem dar origem a atrasos no desenvolvimento e conclusão dos projetos da Companhia e excessos de custos, podendo resultar em efeito adverso relevante. Atrasos nos projetos podem adiar as receitas provenientes das operações.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Além disso, custos excedentes significantes podem tornar o projeto economicamente inviável. Planos de Desenvolvimento também podem precisar ser alterados em decorrência de novas informações, acontecimentos ou em decorrência de decisões negociais. Quaisquer alterações podem ter um efeito material sobre os investimentos a serem feitos pela Companhia e sobre o cronograma associado ao desenvolvimento dos ativos da Companhia.

Atrasos na construção e comissionamento de projetos ou outras dificuldades técnicas podem resultar em atrasos na produção, além da necessidade de investimentos não previstos originalmente. Esses projetos podem exigir o uso de novas e avançadas tecnologias que podem ser onerosas para Companhia ou se tornarem obsoletas ou não efetivas. Essas incertezas e riscos operacionais associados ao desenvolvimento dos projetos podem causar um efeito material adverso nos negócios da Companhia, no resultado das operações ou nas condições financeiras.

Ademais, os contratos celebrados com fornecedores podem não ser renovados, os preços cobrados podem ser elevados, e se não formos capazes de substituir o fornecedor em termos aceitáveis ou de modo algum, podemos não conseguir manter o prazo do desenvolvimento do projeto, bem como o custo previamente calculado.

Além disso, atividades de desenvolvimento e produção são geralmente descritas detalhadamente em planos e programas de trabalho preparados pelo concessionário de acordo com o previsto na regulação da ANP. Tais planos e programas são previamente aprovados pela ANP antes de serem iniciadas as atividades neles previstas.

Em quaisquer dos casos mencionados acima ou no caso de atrasos no cronograma, os concessionários serão obrigados a alterar os escopos dos planos e/ou programas já aprovados pela ANP e apresentar um plano ou programa revisado, descrevendo as alterações, sendo que tais planos e/ou programas deverão ser submetidos à ANP para nova aprovação.

Discussões com a ANP relacionadas à planos ou programas de trabalho podem consumir tempo e impactar as operações. Ademais, a falha do concessionário em apresentar tempestivamente planos ou programas de trabalho perante a ANP, bem como quaisquer falhas no cumprimento dos referidos planos ou programas de trabalho, levará à imposição de multas pela ANP e, em última instância, ao término do contrato de concessão (sujeito a um processo administrativo).

A Companhia pode ser adversamente afetada por práticas irregulares de seus fornecedores.

A Companhia não pode garantir que, dentre todos seus fornecedores, alguns não venham a apresentar problemas com questões trabalhistas ou relacionados à sustentabilidade, quarteirização da prestação de serviços ou da cadeia produtiva e condições de segurança impróprias ou mesmo que não venham a se utilizar dessas irregularidades para terem um custo mais baixo de seus produtos ou serviços.

Com relação às questões ambientais, na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade objetiva e solidária. Isto significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental,

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os resultados e atividades da Companhia. A contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nos empreendimentos e atividades da Companhia, tais como, gerenciamento de áreas contaminadas, supressão de vegetação, construções ou disposição final de resíduos sólidos, não exime a responsabilidade da Companhia por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

Caso seus prestadores de serviço ou fornecedores o façam, a Companhia poderá ser responsabilizada por eventuais danos, poderá ter prejuízos com sua imagem e, como consequência, a percepção do mercado da Companhia pode ser adversamente afetada, com impacto no seu resultado operacional, bem como no valor das ações ordinárias da Companhia.

A utilização de colaboradores terceirizados pode implicar na assunção de obrigações de natureza trabalhista e previdenciária.

A utilização de mão-de-obra terceirizada pela Companhia pode implicar na assunção de contingências de natureza trabalhista e previdenciária. A assunção de tais contingências é inerente à contratação de terceiros, uma vez que pode ser atribuída à Companhia, na condição de tomadora de serviços de terceiros, a responsabilidade subsidiária pelos débitos trabalhistas e previdenciários dos empregados das empresas prestadoras de serviços, quando essas deixarem de cumprir com suas obrigações trabalhistas e previdenciárias, independentemente de ser assegurado à Companhia o direito de ação de regresso contra as empresas prestadoras de serviços.

A ocorrência de eventuais contingências é de difícil previsão e quantificação, e se vierem a se consumar poderão afetar adversamente a situação financeira e os resultados da Companhia, bem como impactar negativamente sua imagem em caso de eventual aplicação de multa ou pagamento de indenização.

(f) Riscos Relacionados a Seus Clientes

A receita da Companhia advém exclusivamente de um cliente.

A receita da Companhia advém da venda da totalidade do óleo e do gás produzido em seus ativos para a Petrobras, através de (i) contratos de compra e venda de óleo, com preço calculado em dólares americanos com base no valor do Brent DTD (valor de referência internacional para determinação de preço por barril de óleo) e convertido para reais e (ii) contratos de compra e venda de gás (*take or pay*), com preço em dólar americano convertido em reais e reajustado mensalmente de acordo com a fórmula prevista nos respectivos contratos.

As receitas provenientes destes contratos podem ser impactadas negativamente por rescisão antecipada, oscilações na demanda ou por problemas na cadeia de produção. Tais fatos poderão alterar o fluxo de caixa da Companhia e seu planejamento estratégico. Ainda, na hipótese de rescisão antecipada dos referidos contratos, a Companhia pode não conseguir, ou poderá demorar a encontrar destinação para a produção ao óleo e gás produzido em seus ativos. Caso a Companhia não seja capaz de manter tal cliente, ou caso não seja capaz de negociar condições favoráveis com esse cliente, seus resultados serão afetados de forma material e adversa, para mais informações, vide 7.2.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

No Brasil, a Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A. é a principal fornecedora de óleos básicos, o principal distribuidor de combustível e a empresa dominante no setor de gás natural. No evento de interrupção significativa das suas atividades, nossas operações e vendas podem ser materialmente afetadas.

A Petrobras é a principal fornecedora de combustível no Brasil e as políticas de distribuição estabelecidas por ela afetam diretamente a matriz energética brasileira. A Petrobras também é objeto de investigações da Operação Lava Jato, conduzida pela Polícia Federal do Brasil, pelo Ministério Público Federal do Brasil, CVM e SEC, em conexão com denúncias de corrupção, que podem causar interrupções, bem como investigações adicionais em relação às atividades da Petrobras. Uma eventual interrupção do nosso fornecimento à Petrobras pode acarretar a interrupção de nossas vendas de petróleo e gás natural, caso não sejamos capazes de encontrar outro comprador. Qualquer interrupção das operações da Petrobras afeta imediatamente nossa capacidade de fornecer petróleo e gás natural, o que poderá impactar adversamente a Companhia.

(g) Riscos Relacionados aos Setores da Economia nos quais a Companhia Atue

A indústria do petróleo e do gás natural é altamente competitiva, inclusive nos processos de aquisições de novos ativos, podendo impactar de forma significativa nosso desempenho no futuro.

O setor internacional de petróleo e gás natural é altamente competitivo em todos os aspectos, incluindo no que se refere à aquisição de direitos de participação em concessão sobre blocos de exploração e campos produtores, o desenvolvimento de novas fontes de fornecimento, a distribuição e comercialização de derivados de petróleo e a contratação e manutenção de pessoal treinado. Podem existir certas companhias que desejem ou sejam capazes de pagar valores maiores do que a Companhia por propriedades e prospectos de petróleo e gás natural e de avaliar, ofertar e adquirir um número maior de propriedades e prospectos do que os recursos financeiros e humanos da Companhia permitem.

A aquisição de prospectos adicionais pela Companhia dependerá da sua capacidade de avaliar e selecionar áreas adequadas, de financiar suas necessidades de investimentos e de realizar transações em um ambiente altamente competitivo. Ainda, há intensa competição por capital disponível para investimento na indústria do petróleo e do gás natural. Em decorrência desses e de outros fatores, a Companhia pode não conseguir competir com êxito em uma indústria altamente competitiva, o que poderá causar um efeito material adverso em seus resultados operacionais e condição financeira.

Os preços internacionais de referência do petróleo cru e gás natural e a demanda por esses produtos podem oscilar devido a fatores alheios ao controle da Companhia.

No primeiro semestre de 2020, em função dos efeitos ocasionados pela pandemia do *Covid-19* e pela guerra de preços entre os principais produtores mundiais de petróleo, principalmente Rússia, Arábia Saudita e Estado Unidos, houve redução extremamente significativa da demanda mundial de petróleo, queda de 15% no segundo trimestre de 2020 em comparação ao mesmo período de 2019, ocasionando quedas sem precedentes históricos em seu preço, de 58% no segundo trimestre de 2020 em comparação ao mesmo período de 2019, de acordo com informações publicadas pela S&P Global Platts.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

O preço mundial de petróleo e do gás natural tem oscilado bastante ao longo dos últimos 10 anos e está sujeito a fatores internacionais de oferta e demanda sobre os quais a Companhia não tem controle. Acontecimentos políticos em todo o mundo, especialmente no Oriente Médio, Venezuela e Estados Unidos, a evolução nos estoques de produtos de petróleo e gás natural, os efeitos circunstanciais das alterações climáticas e fenômenos meteorológicos, tais como tempestades e furacões, que especialmente afetaram o Golfo do México, o aumento ou a redução da demanda em países com forte crescimento econômico, tais como China e Índia, bem como a instabilidade política e a ameaça do terrorismo que algumas regiões produtoras sofrem periodicamente, aliados ao risco de que a oferta de petróleo cru e gás natural possa se tornar uma arma política, aliados ao desenvolvimento de novas fontes de energia com potencial disruptivo, que possam substituir os combustíveis fósseis de forma mais acelerada do que indicam especialistas atualmente, podem especialmente afetar o mercado e os preços do petróleo e gás natural internacionais.

A Companhia não pode prever o comportamento dos preços futuros. Eventual enfraquecimento da demanda global e outros fatores podem reduzir significantemente os preços das *commodities*. Alterações no preço do petróleo afetam diretamente a receita da Companhia em decorrência de sua participação nos Campos de Pescada, Arabaiana, Dentão e todos os campos localizados no Polo Macau e poderão ter maior impacto caso a Companhia passe a deter participação em outros campos em produção (tais como aqueles em processo de aquisição da Petrobras).

Reduções nos preços do petróleo e do gás natural afetam negativamente a lucratividade da Companhia, a precificação de seus ativos e planos de investimento de capital, incluindo as despesas de capital previstas para suas atividades de produção de petróleo e gás. Uma redução significativa dos investimentos de capital da Companhia pode afetar negativamente a capacidade da Companhia de substituir suas reservas de petróleo. Para mais detalhes, fazer referência ao item "(k) Riscos Macroeconômicos" abaixo.

A indústria de petróleo e gás natural está sujeita a riscos operacionais específicos que podem ser afetados por uma variedade de fatores que estão fora do controle da Companhia.

A indústria de petróleo e gás natural está sujeita a riscos operacionais específicos, alguns dos quais estão fora do controle da Companhia. Essas atividades estão sujeitas a riscos de produção, equipamentos e transporte, guerras, desastres naturais e ambientais, e outras incertezas incluindo aquelas relativas às características físicas de um campo de petróleo ou gás natural. As operações de produção da Companhia poderão ser reduzidas, adiadas ou canceladas em consequência de condições meteorológicas, problemas mecânicos, derrames ou vazamentos de hidrocarbonetos, faltas ou atrasos na entrega de equipamentos e necessidades de atendimento a novas exigências governamentais. Em qualquer destas hipóteses, a Companhia pode incorrer em perdas significativas e interromper suas operações, causando danos à sua reputação e afetando significativa e adversamente suas operações e resultados.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

O setor de óleo e gás natural depende da existência de reservas e do crescimento da capacidade de produção em reservas conhecidas.

Como óleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta e aquisição de outras reservas. Caso novas reservas não sejam descobertas ou adquiridas, e caso a Companhia não seja capaz de atuar em novas reservas, seus resultados, condição financeira e negócios serão adversa e materialmente afetados.

(h) Riscos Relacionados à Regulação dos Setores em que a Companhia Atue

Companhias de petróleo e gás natural no Brasil não são proprietárias de nenhuma das reservas de petróleo e gás natural.

Sob a lei brasileira, o Governo Federal detém todas as reservas de petróleo e gás natural no Brasil, restando à concessionária apenas a fruição e gozo do petróleo e gás natural que ela produz. Companhias de petróleo e gás natural no Brasil adquiriram o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas em determinadas áreas de concessão nos termos dos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Caso o Governo Federal venha a restringir ou impedir as concessionárias, incluindo a Companhia, de explorar essas reservas de petróleo e gás natural, o que deverá ser feito através de alteração do arcabouço legal atualmente em vigor, a capacidade de geração de receita pela Companhia seria afetada, o que teria um efeito material adverso sobre seus resultados operacionais e condição financeira.

Os contratos de concessão, por meio dos quais as companhias no Brasil são autorizadas a produzir petróleo e gás natural de diversos reservatórios, estão sujeitos, em determinadas circunstâncias, a hipóteses de término antecipado ou à não renovação da concessão.

Por meio dos contratos de concessão celebrados com a ANP, companhias de petróleo e gás natural no Brasil são autorizadas a realizar atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas concedidas durante o período exploratório e/ou o período de desenvolvimento e produção (em caso de descoberta comercial), de forma independente ou em consórcio com outras empresas habilitadas pela ANP.

Os contratos de concessão estabelecem o término antecipado nos seguintes casos: (i) desapropriação pelo Governo Federal por motivo de interesse público; (ii) revogação da concessão (segundo os termos do contrato de concessão); (iii) o não cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo; ou (iv) falência do concessionário. O término dos contratos de concessão e do contrato de consórcio dos quais a Companhia é parte pode ter um efeito material adverso em sua condição financeira e resultados operacionais. Para informações adicionais sobre os principais termos e condições dos contratos de concessão da Companhia, vide itens 7.1 e 7.5 deste Formulário de Referência.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

No caso de término antecipado de um contrato de concessão por meio de desapropriação evocada pelo Governo Federal, a indenização à qual as companhias atuantes no Brasil têm direito poderá não ser suficiente para compensar o valor integral de seus ativos.

Ademais, caso haja o término antecipado de quaisquer dos contratos de concessão em decorrência das situações elencadas acima, não será devida pela ANP qualquer compensação e, ainda, poderão ser aplicadas multas ou outras penalidades à concessionária em determinadas situações, caso esta tenha dado causa à rescisão. O término antecipado, assim como a ausência de descobertas comerciais durante o período exploratório ou a não prorrogação de quaisquer dos contratos de concessão, por qualquer razão, poderão afetar de maneira materialmente adversa os negócios, resultados operacionais e condição financeira, bem como os preços de mercado das ações da Companhia.

A duração total dos contratos de concessão oriundos da rodada zero é igual à soma do período decorrido desde a data de entrada em vigor do contrato de concessão até a data da entrega da declaração de comercialidade respectiva mais o período de vinte e sete anos. A essa duração total se acrescentam automaticamente os períodos de extensão que venham a ser autorizados para as áreas de desenvolvimento e campos produtores. A Companhia pode pleitear a prorrogação do prazo das concessões com antecedência ao término do contrato, através de solicitação por escrito à ANP. Tal solicitação deve ser acompanhada de relatório técnico-econômico endereçando o prazo de extensão pleiteado, as previsões de produção, as operações e serviços a serem executados e os investimentos a serem feitos, bem como os custos operacionais esperados, e todos os demais elementos que justifiquem o pleito da Companhia.

As condições para prorrogação do prazo das concessões são previstas contratualmente. Para tanto, o concessionário deve apresentar solicitação à ANP para prorrogação do contrato com antecedência, devendo esta solicitação estar acompanhada de um novo do Plano de Desenvolvimento. Além de observar tais requisitos estipulados nos contratos de concessão, o concessionário também deverá observar o disposto no art. 1º, da Resolução nº 02/2016 do CNPE ("Conselho Nacional de Política Energética"). Nos termos deste dispositivo, (a) a prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão de prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original; (b) o novo Plano de Desenvolvimento a ser submetido pela Companhia deverá indicar os novos investimentos a serem realizados no campo; e (c) o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a vinte e sete anos.

Uma vez apresentados o pleito de prorrogação e o novo Plano de Desenvolvimento, a ANP deverá se manifestar em 180 dias, podendo aprovar integralmente o pleito, condicioná-lo a modificações no Plano de Desenvolvimento apresentado, ou recusá-lo justificadamente. Percebe-se, portanto, que a prorrogação contratual estará sempre condicionada à aprovação do Plano de Desenvolvimento pela ANP.

Em se tratando de cessão de contratos de campos maduros, para a prorrogação da concessão deve ser observado o art. 4º, da Resolução ANP nº 785/2019. Nesse caso, um novo Plano de Desenvolvimento poderá ser apresentado em conjunto pela cedente e pela cessionária e sua aprovação será conjunta e simultânea ao pedido de cessão. Assim, o novo Plano de Desenvolvimento e a cessão irão adquirir eficácia no mesmo momento.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Na ocasião da cessão de Macau para a Companhia, foi decidido não solicitar a extensão do prazo contratual simultaneamente à cessão do contrato de concessão e, portanto, as concessões atreladas ao Polo Macau, ainda que recentemente adquiridas, possuem data relativamente próxima de término.

A ANP não está obrigada a aprovar pedidos da Companhia para extensão de nenhum dos contratos de concessão aos quais ela é signatária (ou que ela espera que serão cedidos para ela em um futuro próximo (vide item 7.1 para maiores informações sobre os ativos que se encontram em processo de aquisição da Petrobras), podendo rejeitá-los na sua integralidade ou exigir modificações no relatório técnico-econômico e nos investimentos a serem feitos. Especificamente, esse pode ser o caso para os ativos em processo de aquisição recentemente adquiridos, como Fazenda Belém e Rio Ventura.

Em decorrência desses fatores, a Companhia pode não conseguir a renovação no prazo de vigências dos contratos de concessão relativo aos seus campos, o que poderá causar um efeito material substancialmente adverso em seus resultados operacionais e condição financeira.

As operações da indústria de petróleo e gás natural estão sujeitas a extensa regulamentação.

A indústria de petróleo e gás natural está sujeita a extensa regulamentação e intervenção do Governo Federal em determinadas questões, tais como o interesse na concessão de produção, a imposição de obrigações específicas de perfuração e exploração, restrições à produção, controle de preços, tributação, necessária alienação de ativos e controle de moeda estrangeira ao longo do desenvolvimento, nacionalização e desapropriação ou cancelamento de direitos contratuais. O cumprimento da regulamentação governamental pode acarretar significativos gastos, especialmente nos casos de, incluindo, mas não se limitando: obtenção de licenças de perfuração para condução das operações (caso existam ativos em seu portfólio que demandem tal tipo de licenciamento); necessidade de se submeter à processos de individualização de produção (caso a produção se estenda para jazidas adjacentes); cumprimento das políticas de conteúdo local; e tributação, em particular devido ao fato das autoridades fiscais competentes continuarem a aprovar novas regras sujeitas a interpretações e eventuais litígios.

Sob essas leis e regulamentos, há responsabilidade potencial para danos pessoais, danos à propriedade e outros danos. A não observância a tais leis e regulamentos também pode resultar na suspensão ou término das operações e na sujeição a penalidades administrativas, civis e criminais. Além disso, tais leis e regulamentos podem ser alterados ou a autoridade fiscalizadora pode alterar sua interpretação com relação a estes, de forma a aumentar (ou eventualmente reduzir) substancialmente os custos.

Adicionalmente, as operações da Companhia também estão sujeitas a leis e regulamentos ambientais federais, estaduais e municipais. O poder público pode editar novas normas ambientais mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, o que pode provocar atrasos nos projetos da Companhia, fazer com que ela incorra em custos significativos para cumprir tais leis e regulamentos e outros custos, assim como proibir ou restringir severamente as atividades realizadas pela Companhia em regiões ou áreas ambientalmente protegidas ou sensíveis.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Quaisquer dessas responsabilidades, penalidades, suspensões, términos ou mudanças regulatórias podem ter um efeito material adverso na condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Para informações adicionais relativas aos "Efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades da Companhia", vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

Dificuldades em obter licenciamento ambiental podem sujeitar a Companhia a um aumento significativo de custos que podem afetar adversamente seus resultados e, consequentemente, afetar os resultados da Companhia.

Para o desenvolvimento e operação dos projetos da Companhia, é necessária a obtenção de licenças ambientais como por exemplo: (i) Licença Prévia, que atesta a viabilidade ambiental de um determinado empreendimento; (ii) Licença de Instalação, que autoriza a execução das obras; e (iii) Licença de Operação, que permite sua operação.

Como esse processo depende da gestão de terceiros e da aprovação dos órgãos ambientais, não conformidades com a legislação podem comprometer o processo de licenciamento ambiental, acarretando atraso na obtenção das licenças, o que poderá gerar prejuízos decorrentes de alterações no fluxo de caixa e eventuais paralisações das atividades. Ademais, há casos nos quais, a qualquer momento do processo de licenciamento podem ser estabelecidas exigências que inviabilizem economicamente os projetos.

Adicionalmente, as licenças e autorizações emitidas podem expirar e/ou não serem tempestivamente renovadas, comprometendo o prazo de implantação e exploração dos projetos.

Caso venha a cometer falhas no cumprimento de condicionantes das licenças ambientais, independentemente de a atividade estar causando danos efetivos ao meio ambiente, a Companhia ficará sujeita a responsabilidade criminal e administrativa, inclusive a sanções como multas e até mesmo a revogação e/ou suspensão da licença ambiental já obtida, além da obrigação de recuperar eventuais danos causados ao meio ambiente, fato este que pode impactar diretamente no regular exercício das atividades da Companhia, inclusive com risco de total paralisação, gerando um efeito adverso relevante sobre seus resultados econômicos, financeiros, imagem e reputação.

Além disso, a implementação, instalação e operação dos empreendimentos e projetos da Companhia estão sujeitas à fiscalização de órgãos governamentais, tais como órgãos ambientais e/ou Ministério Público. A não obtenção, atrasos, embargos ou cancelamentos dessas licenças e/ou autorizações, por qualquer razão, inclusive por ação do Ministério Público, poderá levar à interrupção ou cancelamento da implementação e/ou operação de seus empreendimentos e/ou projetos, o que poderá causar um impacto negativo adverso relevante sobre as atividades e negócios da Companhia.

Os custos relacionados ao descomissionamento e abandono dos ativos são desconhecidos e podem ser substanciais.

A Companhia é responsável pelos custos associados ao abandono e recuperação de seus poços e instalações utilizadas para a produção de reservas de petróleo e gás natural, especialmente porque sua estratégia se concentra na aquisição e desenvolvimento de campos maduros de hidrocarbonetos.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

O abandono dessas instalações e os custos associados a essa atividade são chamados de "descomissionamento". O uso de recursos financeiros para satisfazer esses custos de descomissionamento pode prejudicar a capacidade da Companhia de concentrar capital em outros negócios. Além disso, a Companhia pode permanecer responsável por históricos de desativação e abandono, mesmo após a venda ou a transferência dos ativos antes do final da produção, o que pode afetar adversamente sua condição financeira, resultados operacionais e perspectivas.

Os custos relacionados ao descomissionamento e abandono são difíceis de serem estimados, uma vez que (i) são normalmente baseados em estimativas incluídas em documentos aprovados pela ANP, tais como Plano de Desenvolvimento, Programa Anual de Trabalho, Boletim Anual de Reserva ou Programa Anual de Instalação e (ii) a regulação que determina padrões para o descomissionamento ainda não foi publicada e pode sofrer alterações ao longo do tempo. O prazo estimado para a implementação do descomissionamento depende de vários fatores e uma redução significativa nos níveis de produção ou nos preços das *commodities* e/ou um aumento nas despesas operacionais podem antecipar esse prazo.

Além disso, em determinados casos (como, por exemplo, na ocorrência de cessão ou início da produção de um ativo) a ANP poderá solicitar à Companhia a submissão garantias relacionadas aos custos de descomissionamento e abandono. Em geral, as garantias aceitas pela ANP são na forma de cartas de crédito (emitidas por bancos que possuem classificações mínimas de crédito), garantia corporativa, fundo de provisionamento, penhor de petróleo e gás natural ou seguro garantia. Há uma escassez de bancos capazes e dispostos a fornecer tais cartas de crédito, que podem exigir que a Companhia forneça *cash colateral*, o que pode levar a Companhia a se valer de outras formas de garantias aceitas pela ANP, conforme indicado acima. Atualmente, não há diretrizes regulatórias formais relacionadas a esse assunto. Portanto, podem surgir incertezas com relação aos critérios adotados pela ANP ao avaliar se uma garantia proposta por uma concessionária é aceitável ou não.

Em alguns casos, arranjos contratuais podem alocar a responsabilidade para alocar custos de descomissionamento e abandono. Ainda que, por acordo contratual, uma contraparte ou parceiro da Companhia assuma certos custos de descomissionamento, a Companhia permanece responsável perante a ANP pela desmobilização de equipamentos na qualidade de concessionária.

Adicionalmente, não há como a Companhia garantir que eventuais custos de decomissionamento de seus ativos (ou de ativos em processo de aquisição) não irão exceder as suas expectativas e, portanto, podem vir a causar um efeito material adverso no negócio e resultado da Companhia.

(i) Riscos Relacionados aos Países Estrangeiros onde a Companhia Atue

Não aplicável, visto que a Companhia não atua em países estrangeiros.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

(j) Riscos Relacionados a Questões Socioambientais

As atividades da Companhia estão sujeitas à regulamentação ambiental, de segurança e de saúde, a qual pode se tornar mais rígida no futuro e causar um aumento das responsabilidades e gastos de capital, inclusive indenização e multas por dano ambiental.

As atividades da Companhia estão sujeitas à legislação federal, estadual e municipal, as quais poderão se tornar mais restritivas nos próximos anos. O não cumprimento de tais leis e regulamentos pode sujeitar o infrator a sanções administrativas, cíveis e criminais. Adicionalmente, pode existir a obrigação de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente, aos empregados próprios, aos terceirizados, aos superficiários e às comunidades localizadas no entorno de áreas afetadas direta ou indiretamente.

Por estar sujeita a responsabilidades ambientais, o pagamento de sanções ou das obrigações que a Companhia pode incorrer para reverter dano ambiental poderia de outra forma reduzir os fundos disponíveis à Companhia ou poderia representar um efeito adverso significativo sobre seu negócio. Se ficar impossibilitada de evitar ou reparar danos ambientais, a Companhia poderá ser obrigada a suspender suas operações.

Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, pode haver a desconsideração da personalidade jurídica da Companhia para assegurar que recursos financeiros suficientes estejam disponíveis às partes que buscam reparação dos danos causados ao meio ambiente. O descumprimento de regulamentações ambientais pode causar impacto adverso nos negócios, resultado das operações ou condição financeira da Companhia.

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparação de danos ambientais, na imposição de sanções administrativas e criminais e/ou em danos reputacionais.

A não observância das leis e regulamentos ambientais por parte da Companhia ou de suas subsidiárias pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza penal e administrativa, bem como na obrigação de responder por prejuízos causados a terceiros, incluindo eventuais comunidades localizadas no entorno de áreas afetadas direta ou indiretamente, resultando em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à sua reputação. A ausência de responsabilidade em uma de tais esferas não isenta, necessariamente, o agente de responsabilidade nas demais.

Considerando que há possibilidade de advir legislação ou regulamentação ambiental mais severa no decorrer do tempo, seja pela aprovação de novas normas ou por interpretações mais rígidas das leis e regulamentos existentes, a Companhia pode incorrer em despesas adicionais relevantes de compliance ambiental e ter atrasos nos projetos ou dificuldade em obter todas as licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento de suas obras.

Ademais, atrasos ou indeferimentos por parte dos órgãos ambientais licenciadores na emissão ou renovação de licenças e autorizações poderão afetar os resultados operacionais da Companhia de

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

forma negativa. Caso a Companhia ou suas controladas falhem em cumprir a regulamentação aplicável, a Companhia e suas controladas podem ficar sujeitas à aplicação de multas, embargo de obras, cancelamento de licenças e à revogação de autorizações ou outras restrições às suas atividades de incorporação, construção, manutenção e venda de empreendimentos, gerando impacto adverso sobre sua situação financeira.

A legislação federal impõe responsabilidade civil objetiva àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados independe de dolo ou culpa. A Companhia pode, também, ser considerada responsável, inclusive criminalmente, pelos danos potenciais e riscos associados a irregularidades ambientais que ocorram em áreas que tenham sido afetadas em razão da atividade da Companhia.

Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, pode haver a desconsideração da personalidade jurídica da Companhia para assegurar que recursos financeiros suficientes estejam disponíveis às partes que buscam reparação dos danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir ou levar a Companhia a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre o fluxo de caixa, a imagem e os resultados da Companhia.

Acordos governamentais internacionais, novas tendências do mercado de energia ou mudanças climáticas não regulares poderão afetar as atividades operacionais ou os resultados da Companhia.

As atividades da Companhia estão sujeitas à evolução dos padrões da indústria, convenções internacionais e exigências relacionadas com a proteção do meio ambiente. Eventuais convenções internacionais ainda não existentes poderão introduzir restrições às atividades petrolíferas. Com a crescente ação global para abrandar as alterações climáticas, novas abordagens regulatórias para redução de emissões de gases associados às atividades de produção de petróleo e gás podem ser desenvolvidas, podendo exigir que a Companhia incorra em custos significativos, que podem ter um impacto negativo na lucratividade dos seus projetos, além de gerar incertezas e exposições a riscos financeiros, operacionais e de reputação, impactando diretamente os resultados financeiros da Companhia.

Podemos ser responsabilizados solidariamente pelos danos ambientais causados por nossos fornecedores e parceiros, o que poderá nos afetar adversamente.

A obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente é tratada, especialmente, pela Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/81). A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de reparação do meio ambiente ou, na sua impossibilidade, de ressarcimento dos prejuízos causados por sua ação ou omissão. A responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

dizer que a obrigação de reparar a degradação causada não depende da demonstração de culpa ou dolo, mas apenas da relação entre a atividade exercida e os danos verificados (nexo de causalidade) e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, incluindo os nossos fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os nossos resultados e atividades.

Portanto, a contratação de terceiros para prestação de quaisquer serviços relacionados aos nossos empreendimentos e atividades não nos exime da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pela contratada. Caso sejamos responsabilizados por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados ou fornecedores, podemos ser adversamente afetados. Adicionalmente, a Lei de Crimes Ambientais (Lei nº 9.605/98) prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

(k) Riscos Macroeconômicos

O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como o atual coronavírus (COVID-19), pode levar a uma maior volatilidade no mercado de capitais global e resultar em pressão negativa sobre a economia mundial e a economia brasileira, impactando o mercado de negociação das ações de emissão da Companhia.

No primeiro semestre de 2020, em função dos efeitos ocasionados pela pandemia do *Covid-19* e pela guerra de preços entre os principais produtores mundiais de petróleo*,* houve redução extremamente significativa da demanda de petróleo mundial, queda de 15% no segundo trimestre de 2020 em comparação ao mesmo período de 2019, ocasionando quedas sem precedentes históricos nos preços de petróleo, de 58% no segundo trimestre de 2020 em comparação ao mesmo período de 2019.

Surtos de doenças que afetam o comportamento das pessoas, como o atual coronavírus (COVID-19), o Zika, o Ebola, a gripe aviária, a febre aftosa, a gripe suína, a Síndrome Respiratória no Oriente Médio ou MERS e a Síndrome Respiratória Aguda Grave ou SARS, podem ter impactos adversos relevantes no mercado de capitais global, nas indústrias mundiais, na economia mundial e brasileira, nos resultados da Companhia e nas ações de sua emissão.

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde decretou a pandemia decorrente da COVID-19, cabendo aos seus países membros estabelecerem as melhores práticas para as ações preventivas e de tratamento aos infectados. Como consequência, o surto da COVID-19 resultou em medidas restritivas relacionadas ao fluxo de pessoas impostas pelos governos de diversos países em face da ampla e corrente disseminação do vírus, incluindo quarentena e *lockdown* ao redor do mundo. Como consequência de tais medidas, os países impuseram restrições às viagens e transportes públicos, fechamento prolongado de locais de trabalho, medidas destinadas à prevenção, controle e mitigação dos riscos de transmissão no ambiente de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos, fechamento do comércio e redução de consumo de uma maneira geral pela população, o que pode resultar na volatilidade no preço de matérias-primas e outros insumos, fatores que conjuntamente podem ter um efeito adverso relevante na economia global e na economia brasileira.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Adicionalmente, a pandemia da COVID-19 pode causar interrupções materiais em nossos negócios e operações no futuro como resultado de, entre outras coisas, quarentenas, ataques cibernéticos, absenteísmo de trabalhadores como resultado de doença ou outros fatores como medidas de distanciamento social e outras viagens, ou outras restrições. Se uma porcentagem significativa de nossa força de trabalho for incapaz de trabalhar, inclusive por causa de doenças ou viagens ou restrições governamentais relacionadas à pandemia, nossas operações poderão ser afetadas negativamente. Um período prolongado de acordos de trabalho remoto também pode aumentar os riscos operacionais, incluindo, entre outros, riscos de segurança cibernética, o que pode prejudicar nossa capacidade de gerenciar nossos negócios.

Ainda, cabe destacar que qualquer surto de doença que afete o comportamento das pessoas, como a COVID-19, pode ter impacto adverso relevante nos mercados, principalmente no mercado acionário. Por conseguinte, a adoção das medidas descritas acima aliadas às incertezas provocadas pelo surto do COVID- 19, provocaram um impacto adverso na economia e no mercado de capitais global, incluindo no Brasil, inclusive causando oito paralisações (*circuit-breakers*) das negociações na B3 durante o mês de março de 2020. As ações de emissão da Companhia podem apresentar uma maior volatilidade, impactando os seus investidores de maneira negativa.

Qualquer mudança material nos mercados financeiros ou na economia brasileira como resultado desses eventos mundiais pode diminuir o interesse de investidores nacionais e estrangeiros em valores mobiliários de emissores brasileiros, incluindo os valores mobiliários de emissão da Companhia, o que pode afetar adversamente o preço de mercado de tais valores mobiliários e também pode dificultar o acesso ao mercado de capitais e financiamento das operações da Companhia no futuro em termos aceitáveis.

O Governo Federal exerceu e continua exercendo significativa influência na economia brasileira.

As condições políticas e econômicas afetam diretamente os negócios da Companhia e podem afetá-la adversamente. Políticas macroeconômicas impostas pelo Governo Federal podem ter impactos significativos sobre as companhias brasileiras, inclusive sobre nós, bem como nas condições de mercado e preços de valores mobiliários no Brasil. O Governo Federal tem frequentemente modificado as políticas monetárias, de crédito, fiscal, entre outras para influenciar a condução da economia do Brasil. As ações do Governo Federal para controlar a inflação envolveram, por vezes, o controle de salários e preços, a restrição ao acesso a contas bancárias, o bloqueio de contas bancárias, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre importações e exportações de mercadorias.

A Companhia não tem qualquer controle ou forma de prever quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá tomar no futuro, nem pode fazer qualquer previsão nesse sentido. Os negócios, situação financeira, resultados operacionais e perspectivas da Companhia, bem como o preço de mercado de suas ações poderão ser prejudicados pelas alterações da política pública nas esferas federal, estadual e municipal, que afetem: inflação; flutuações nas taxas de câmbio; controles de câmbio e restrições sobre remessas para o exterior (incluindo no que diz respeito ao pagamento de dividendos; taxas de juros; liquidez de mercados nacionais financeiros, de crédito e capital; expansão

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

ou contração da economia brasileira, conforme medida pelas taxas de crescimento do PIB; políticas fiscais; e outros acontecimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetam o Brasil.

Medidas e políticas governamentais para combater a inflação, em conjunto com a especulação pública sobre tais políticas e medidas, muitas vezes tiveram efeitos adversos sobre a economia brasileira, contribuindo para a incerteza econômica no Brasil e o aumento da volatilidade do mercado de ações brasileiro. As medidas do governo brasileiro para controlar a inflação geralmente envolveram controles de preços e salários, desvalorizações cambiais, controles do fluxo de capital, limites sobre as importações e outras ações. Se a inflação aumentar a uma taxa maior que a das vendas líquidas da Companhia, os seus custos poderão aumentar e as suas margens operacionais e líquidas diminuirão.

Outras políticas e medidas adotadas pelo governo brasileiro, incluindo ajustes das taxas de juros, intervenção nos mercados de câmbio ou ações para ajustar ou fixar um valor do real podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de suas ações ordinárias.

Instabilidade política tem afetado adversamente a economia brasileira, o que poderá afetar os negócios e resultados operacionais da Companhia, bem como o preço de negociação de suas ações.

O ambiente político brasileiro tem influenciado e continua influenciando o desempenho da economia do país e a confiança de investidores e do público em geral, resultando em desaceleração econômica e aumento da volatilidade nos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

Os mercados brasileiros têm registrado um aumento de volatilidade devido às incertezas decorrentes de investigações em andamento conduzidas pela Polícia Federal Brasileira e pelo Ministério Público Federal Brasileiro. Tais investigações têm impactado a economia e o ambiente político do país.

Até a data deste Formulário de Referência, o presidente Jair Bolsonaro estava sendo investigado pelo Supremo Tribunal Federal pela suposta prática de atos impróprios alegados pelo ex-ministro da Justiça, Sr. Sergio Moro. Segundo o ex-ministro, o presidente teria solicitado a nomeação de funcionários da polícia federal brasileira. Caso o presidente tenha cometido tais atos, quaisquer consequências resultantes, incluindo um potencial impeachment, poderiam ter efeitos adversos relevantes no ambiente político e econômico no Brasil, bem como em negócios que operam no Brasil, inclusive os negócios da Companhia.

Adicionalmente, a resposta do presidente Jair Bolsonaro à pandemia do COVID-19 tem sido fortemente criticada tanto no Brasil quanto internacionalmente, com os efeitos desestabilizadores do COVID-19 aumentando a incerteza política e a instabilidade no Brasil, principalmente após a saída de ministros federais e denúncias de corrupção contra o Presidente Bolsonaro acima mencionado.

O potencial resultado destas e outras investigações é incerto, mas elas já tiveram um impacto negativo sobre a imagem e reputação das empresas envolvidas, bem como sobre a percepção geral do mercado sobre a economia brasileira. O desenvolvimento desses casos de condutas antiéticas tem afetado e pode continuar a afetar adversamente os negócios, condição financeira e resultados operacionais da Companhia, bem como o preço de negociação de suas ações. A Companhia não pode prever se as investigações em curso irão conduzir a uma maior instabilidade política e econômica,

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

nem se novas alegações contra funcionários e executivos do governo e/ou companhias privadas surgirão no futuro. Também não pode prever os resultados dessas investigações, nem o impacto sobre a economia brasileira ou o mercado acionário brasileiro.

Além disso, qualquer dificuldade do governo federal em conseguir maioria no congresso nacional poderia resultar em impasse no Congresso, agitação política e manifestações massivas e/ou greves que poderiam afetar adversamente as operações da Companhia. Incertezas em relação à implementação, pelo novo governo, de mudanças relativas às políticas monetária, fiscal e previdenciária, bem como à legislação pertinente, podem contribuir para a instabilidade econômica. Essas incertezas e novas medidas podem aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiros.

O Presidente do Brasil tem poder para determinar políticas e expedir atos governamentais relativos à condução da economia brasileira e, consequentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo os da Companhia. A Companhia não pode prever quais políticas o Presidente irá adotar, muito menos se tais políticas ou mudanças nas políticas atuais poderão ter um efeito adverso sobre nós ou sobre a economia brasileira.

O desenvolvimento e a percepção de risco em outros países, particularmente em países de economia emergente e nos Estados Unidos, China e países da União Europeia podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive das ações de emissão da Companhia.

O valor de mercado dos valores mobiliários das companhias brasileiras pode ser influenciado, em diferentes medidas, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, China e países da União Europeia, de países da América Latina e de economia emergente. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode, diante da perspectiva envolvendo os contornos do evento, causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros, em especial, aqueles negociados em bolsa de valores. Potenciais crises nos Estados Unidos, China e União Europeia, ou nos países de economia emergente podem, dependendo da dimensão de seus efeitos, reduzir, em certa medida, o interesse dos investidores nos valores mobiliários dos emissores brasileiros, inclusive os valores mobiliários de emissão da Companhia, tal como verificado na recente tensão política entre Estados Unidos e Irã. Os preços das ações na B3, por exemplo, são historicamente afetados por determinadas flutuações nas taxas de juros vigentes nos Estados Unidos, bem como pelas variações dos principais índices de ações norte-americanos. Isso poderia, de alguma maneira, e em medida dificilmente mensurável por qualquer agente de mercado, prejudicar o preço das ações de emissão da Companhia, além de dificultar ou impedir totalmente seu acesso ao mercado de capitais e ao financiamento de suas operações no futuro em termos aceitáveis, ou sob quaisquer condições.

Não só a economia brasileira, mas também a de outros países, pode ser afetada de forma geral pela variação das condições econômicas do mercado internacional, e notadamente pela conjuntura econômica dos Estados Unidos, China e União Europeia. Ainda, eventuais reduções na oferta de crédito e a deterioração das condições econômicas em outros países, incluindo a crise da dívida que

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

afeta alguns países da União Europeia, podem, em alguma medida, prejudicar os preços de mercado dos valores mobiliários brasileiros de maneira geral, inclusive das ações de emissão da Companhia. Adicionalmente, o risco de default de países em crise financeira, dependendo das circunstâncias, pode reduzir a confiança dos investidores internacionais e trazer volatilidade para os mercados.

Com relação a fatos macroeconômicos relevantes que podem impactar o negócio da companhia, destaca-se a saída do Reino Unido da União Europeia ("Brexit"), que pode afetar de maneira adversa as condições econômicas e de mercado da Europa e do mundo todo, podendo contribuir para a instabilidade nos mercados financeiros globais e impactar as operações internacionais da Companhia. Adicionalmente, o Brexit poderia levar a incertezas legais e gerar leis e regulamentos nacionais potencialmente divergentes à medida que o Reino Unido determine quais leis da União Europeia ele substituirá ou replicará. Os efeitos do Brexit, e outros que a Companhia não pode prever, poderão ter um efeito adverso sobre os negócios da Companhia, bem como nos resultados de suas operações ou situação financeira.

Adicionalmente, a Companhia está sujeita a impactos decorrentes da tensão política entre os Estados Unidos, Irã e Iraque, bem como demais conflitos correlatos no Oriente Médio. Caso haja uma escalada nas tensões e sanções entre os Estados Unidos, Irã, Iraque, e possivelmente, países europeus, o preço do petróleo poderá aumentar, afetando assim o mercado de *commodities* e de energia no Brasil e no mundo, o que poderá elevar os custos operacionais da Companhia e as despesas dos consumidores e, portanto, afetar adversamente os resultados operacionais e a situação financeira da Companhia.

Por fim, essas tensões podem gerar uma instabilidade política e econômica ao redor do mundo, impactando o mercado e, diretamente, o mercado de ações.

Qualquer queda adicional no rating de crédito do Brasil pode afetar adversamente o preço de negociação das ações ordinárias da Companhia.

Os ratings de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, em consequência, o preço de negociação de valores mobiliários e rendimentos necessários na emissão futura de dívidas nos mercados de capitais. Agências de rating avaliam regularmente o Brasil e seus ratings soberanos, que se baseiam em uma série de fatores, incluindo tendências macroeconômicas, condições fiscais e orçamentárias, métricas de endividamento e a perspectiva de alterações em qualquer um desses fatores. O Brasil perdeu grau de classificação da sua dívida soberana nas três principais agências de classificação de risco baseadas nos EUA: Standard & Poor's, Moody's e Fitch.

- Em setembro de 2015, a Standard & Poor's reduziu o rating de crédito soberano do Brasil para grau de investimento inferior, de BBB- para BB +, citando, entre outras razões, a instabilidade geral no mercado brasileiro causada pela interferência do governo brasileiro na economia e dificuldades orçamentárias. A Standard & Poor's rebaixou novamente o rating de crédito do Brasil em fevereiro de 2016, de BB + para BB, e manteve sua perspectiva negativa sobre o rating, citando uma piora na situação de crédito desde o rebaixamento de setembro de 2015. Em janeiro de 2018, a Standard & Poor's reduziu seu rating para o BB com uma perspectiva estável, tendo em vista as dúvidas em relação aos esforços de reforma das

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

aposentadorias e eleições presidenciais deste ano. Em fevereiro de 2019, a Standard & Poor's manteve seu rating em BB-/B, reafirmando a perspectiva estável avaliada em 2018.

• Em dezembro de 2015, a Moody´s colocou os ratings Baa3 do Brasil em análise, citando tendências macroeconômicas negativas e uma deterioração das condições fiscais do governo. Posteriormente, em fevereiro de 2016, a Moody's rebaixou os ratings do Brasil para abaixo do grau de investimento, para Ba2 com perspectiva negativa, citando a perspectiva de deterioração adicional no serviço da dívida do Brasil em um ambiente negativo ou de baixo crescimento, além de desafiar a dinâmica política. Em abril de 2018, a Moody's manteve o rating de crédito do Brasil em Ba2, mas mudou sua perspectiva de negativa para estável, o que manteve em setembro de 2018, citando expectativas de novos cortes nos gastos do governo.

• A Fitch também rebaixou o rating de crédito soberano do Brasil para BB + com perspectiva negativa em dezembro de 2015, citando o déficit orçamentário em rápida expansão do país e a recessão pior que a esperada e fez um rebaixamento ainda maior em maio de 2016 para BB com perspectiva negativa, que manteve em 2017 e rebaixou para BB- em fevereiro de 2018. Em agosto de 2018, a Fitch manteve seu rating em BB-, mas mudou sua perspectiva de negativa para estável. Em maio de 2019, a Fitch manteve e reafirmou a perspectiva dada anteriormente.

• A Fitch manteve a classificação de crédito soberano do Brasil em BB- mudando a perspectiva de estável para negativa em maio de 2020, citando a deterioração do cenário econômico e fiscal brasileiro e o risco de que cada um deles possa piorar devido à incerteza política reiniciada, além das incertezas quanto à duração e intensidade da pandemia da COVID-19.

Qualquer rebaixamento adicional dos ratings de crédito soberano do Brasil poderia aumentar a percepção de risco dos investidores e, como resultado, aumentar o custo futuro da emissão de dívida e afetar adversamente o preço de negociação de nossas ações ordinárias.

***Flutuações na troca de moeda estrangeira em transações comerciais da Companhia podem afetar negativamente seus resultados financeiros*.**

A moeda brasileira sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar dos EUA e outras moedas estrangeiras nas últimas décadas. A desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e aumentos nas taxas de juros, que afetam negativamente o crescimento da economia brasileira, resultando em efeitos adversos e materiais sobre a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Também restringe o acesso aos mercados financeiros internacionais e determina as intervenções do governo, inclusive por meio de políticas recessivas. Além disso, a desvalorização do real frente ao dólar pode levar a uma redução do consumo e a um crescimento econômico mais lento. Por outro lado, a valorização do real frente ao dólar e outras moedas estrangeiras pode resultar no agravamento da balança comercial brasileira, bem como na desaceleração do crescimento das exportações. Dependendo das circunstâncias, a desvalorização ou apreciação do real pode ter um efeito material e negativo sobre o crescimento da economia brasileira, bem como sobre os negócios da Companhia. Para mais informações, ver Seção 4.2 deste Formulário de Referência.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

A seguir apresentamos informações sobre a exposição da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") e suas controladas a determinados riscos:

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente às disponibilidades e às contas a receber da Companhia. A política de vendas da Companhia está diretamente associada ao nível de risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios.

Risco de liquidez

Representa o risco de escassez e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 30 de junho 2020. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

	Fluxos de caixa contratuais (em milhares de R$)				
	Até 1 ano	**> 1 a 2 anos**	**> 2 a 5 anos**	**> 5 anos**	**Total**
Fornecedores	778	-	-	-	778
Valores a pagar ao operador	3.415	-	-	-	3.415
Outras obrigações	15.072	-	-	-	15.072

Riscos de mercado

São possíveis mudanças nos preços do mercado que podem afetar os fluxos de caixas futuros e/ou o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia. Os riscos do mercado são:

- Riscos de taxa de juros;
- Riscos de moeda (taxa de câmbio);
- Outros riscos de preços.

Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos de mútuo captados.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio, que reduzam valores nominais faturados ou aumentem valores captados. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida:

	Consolidado (em milhares de R$)	
	Saldo em 30/06/2020	Saldo em 31/12/2019
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	19.234	63.573
Contas a receber	4.331	3.536
Caixa restrito	3.656	19.192
Outros ativos	1	1.100
Passivos		
Fornecedores	(212)	(778)
Valores a pagar ao operador	(13.712)	(10.985)
Outras obrigações	(8.513)	(15.072)
Total da exposição cambial líquida	4.785	60.566

Análise de sensibilidade

Conforme requerido pela Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia e suas controladas devem apresentar uma análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, ao qual a mesma esteja exposta.

Uma valorização (desvalorização) possível do USD, contra todas as outras moedas em 30 de junho, teriam afetado a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira e afetado o patrimônio líquido e o resultado pelos montantes demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

		Consolidado (em milhares de R$)			
	Risco	**Saldo em 30/06/2020**	**Cenário Provável**	**Cenário (I) Possível (Δ25%)**	**Cenário (II) Remoto (Δ50%)**
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	Queda do dólar	19.234	18.265	15.637	11.071
Contas a receber	Queda do dólar	4.331	4.113	3.521	2.493
Caixa restrito	Queda do dólar	3.656	3.472	2.972	2.104
Outros créditos	Queda do dólar	1	1	1	1
Passivos					
Fornecedores	Aumento do dólar	(212)	(201)	(252)	(302)
Valores a pagar ao operador	Aumento do dólar	(13.712)	(13.021)	(16.276)	(19.531)
Outras obrigações	Aumento do dólar	(8.513)	(8.084)	(10.105)	(12.126)
Total da exposição líquida		4.785	4.545	(4.502)	(16.290)

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN em 30 de junho de 2020. No cenário I esta projeção foi majorada em 25% e no cenário II a projeção foi majorada em 50%, ambas em relação ao cenário provável.

Outros riscos de preço

São os riscos do valor justo de um instrumento financeiro detido pela Companhia, oscilação das alterações no preço de mercado, não decorrentes da taxa de juros ou de câmbio, por fatores específicos do instrumento financeiro ou de fatores que afetam todos os instrumentos financeiros semelhantes negociados no mercado.

O risco de mercado é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa da exposição a certos riscos – risco de crédito, risco de liquidez, risco de taxa de juros e risco de capital, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado.

3R Petroleum e Participações S.A.

A Administração da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco.

As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a 3R está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. A 3R possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

- Risco de crédito;
- Risco de liquidez;
- Risco de mercado.

A seguir apresentamos informações sobre a exposição da 3R e suas controladas a cada um desses riscos:

Risco de crédito

Esse risco está relacionado principalmente ao caixa e equivalentes de caixa e ao contas a receber de clientes da 3R. A política de vendas da 3R está diretamente associada ao nível de risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios.

Risco de liquidez

Isso representa o risco de escassez de caixa e dificuldade de a 3R honrar suas dívidas.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros. Esses valores são apresentados brutos e não descontados, e incluem o pagamento dos juros contratuais, quando aplicável:

30 de junho, 2020	Consolidado (Valores em R$ Mil)	Até 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Contas a pagar	1.360	1.360	-	-	-
Debêntures	701.227	24.734	676.493	-	-
Outras obrigações	2.745	2.744	1	-	-
Derivativos	11.585	11.585	-	-	-

Risco de mercado

São possíveis mudanças nos preços do mercado que podem afetar os fluxos de caixas futuros e/ou o valor justo dos instrumentos financeiros da 3R. Os riscos de mercado são:

- Risco cambial;
- Riscos de taxa de juros;
- Risco de preço.

Risco cambial

A 3R possui debêntures indexadas à variação cambial do dólar, conforme sua escritura de emissão (vide nota explicativa 16) e está sujeita à variação do preço do *Brent*.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito aos impactos da variação no dólar estadunidense e o efeito no Patrimônio Líquido de 30 de junho de 2020 em três cenários: (i) Cenário Provável considerando a cotação de venda do dólar estadunidense publicada pelo Banco Central em seu site, em 26 de junho de 2020; (ii) Cenário II, considerando valorização de 10% sobre o preço do Cenário I; e (iii) Cenário III, considerando valorização de 20% sobre o preço do Cenário I.

Análise de sensibilidade - Efeito no valor justo
(Em milhares de reais)

Operação	Risco	Cenário Provável (I)	Cenário II	Cenário III
		5,46	6,01	6,56
Debênture	Aumento do dólar	-	(72.912)	(145.823)
Investimentos financeiros	Diminuição do dólar	(110)	4.472	9.054
Derivativos	Aumento do dólar	28	(1.128)	(2.284)

Risco de preços

Os riscos de preços para a 3R são provenientes da variação dos preços do petróleo.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma variação no preço do Brent e o efeito no Patrimônio Líquido da marcação a mercado e liquidação dos contratos de NDF em três cenários: (i) Cenário Provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto; (ii) Cenário II, considerando valorização de 15% sobre os preços do Cenário I; e (iii) Cenário III, considerando valorização de 30% sobre os preços do Cenário I.

Quadro Demonstrativo de Análise de Sensibilidade - Efeito Na Variação do Valor Justo

		Cenário provável (I)	Cenário II	Cenário III
Preço do Brent (USD)		41,5	51,8	62,2
Funcionamento	NDF			
Risco	Aumento do Brent			
Valor justo das operações de NDF (*Non-Deliverable Forward*)		(11.585)	(34.159)	(66.926)

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") é parte em processos judiciais e administrativos de natureza tributária, cível, regulatória, ambiental e trabalhista, dentre processos com chance de perda provável, possível e remota. As provisões da Companhia são registradas conforme os regramentos contábeis, com base na análise individual de cada processo por seus advogados internos e externos, sendo constituídas provisões para processos avaliados por seus consultores jurídicos como processos com chance de perda provável.

Para os fins deste item 4.3, foram considerados como individualmente relevantes processos em que a Companhia e suas controladas figuram como parte e que (i) possam vir a impactar de forma significativa o patrimônio ou os negócios da Companhia, ou (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente a imagem da Companhia.

Descrevemos a seguir os principais processos judiciais e administrativos individualmente relevantes a que a Companhia estava sujeita em 30 de junho de 2020.

Contingências Cíveis

Não há contingências individualmente relevantes de natureza cível que a Companhia figure como parte. Em que pese o exposto acima, a título informativo, a Companhia esclarece que há uma ação cível material em face de uma de suas subsidiárias, a saber:

Processo Judicial nº 0001555-97.2012.8.05.0040	
a. Juízo	28ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro/RJ
b. Instância	1ª instância judicial
c. Data de instauração	19/12/2012
d. Partes no processo	Autoras: Terra Mar Ltda. e Cristina Transporte & Turismo Ltda. Réu: OP Energia Ltda.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 201.398.692,37 (duzentos e um milhões, trezentos e noventa e oito mil, seiscentos e noventa e dois reais e trinta e sete centavos) – valor atualizado para a data base de dezembro de 2019. R$ 500.000,00 (quinhentos mil reais) acrescido da dação em pagamento da Fazenda Pinaúna – valor atualizado para a data base de outubro de 2020.
f. Principais fatos	Trata-se de ação ordinária através da qual pretendem as Autoras a condenação da Ré ao pagamento de danos materiais e morais supostamente sofridos, em razão de diferentes relações comerciais anteriormente mantidas com a Ré, consubstanciadas na prestação de serviços de transporte marítimo e aluguel de embarcações por prazo determinado. Informa-se ainda que as partes realizaram composição amigável através de acordo extrajudicial, o qual foi apresentado ao juízo competente e homologado em 28 de setembro de 2020. O trânsito em julgado ocorreu em 26 de outubro de 2020. O referido acordo contempla o pagamento do valor de R$ 500.000,00 (quinhentos mil reais) e uma dação em pagamento da Fazenda Pinaúna, cujo valor histórico contábil, em 31 de dezembro de 2019, era de R$ 12.432.371,50 (doze milhões, quatrocentos e trinta e dois mil, trezentos e setenta e um reais e cinquenta centavos), registrada no balanço patrimonial da OP Energia Ltda., controlada da Companhia.
g. Chance de perda	Possível – em dezembro de 2019.
h. Impacto em caso de perda do processo	Cobrança dos valores envolvidos.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

Contingências Fiscais

Processo Administrativo nº 11052.720064/2017-98	
a. Juízo	Delegacia de Julgamento da Receita Federal
b. Instância	1ª instância administrativa
c. Data de instauração	17/01/2018
d. Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: OP Pescada Óleo e Gás Ltda.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 4.933.109,62 (quatro milhões, novecentos e trinta e três mil, cento e nove reais e sessenta e dois centavos)
f. Principais fatos	Trata-se de processo administrativo originado mediante a lavratura do Auto de Infração ("AI") pela Receita Federal do Brasil ("RFB") em 17/01/2018 contra a OP Pescada, por meio do qual, a RFB glosou a dedutibilidade de despesas (custos operacionais fixos e de manutenção e reparo) da base de cálculo do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica ("IRPJ") e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("CSLL"), sob justificativa de que a OP Pescada supostamente não teria apresentado documentos hábeis e idôneos resultando na adição dos valores ao lucro real da OP Pescada no ano-calendário de 2013, implicando a exigência no valor total de R$4.484.322,06, incluindo principal, multa e juros. Em 16/02/2018 foi protocolada impugnação demonstrando a improcedência da glosa dos custos no ano calendário de 2013 relativos à sua participação no Consórcio, sendo requerida o cancelamento dos créditos tributários objeto dos autos de Infração.
g. Chance de perda	Possível
h. Impacto em caso de perda do processo	Cobrança dos valores envolvidos acrescidos de multa e juros.

Contingências Trabalhistas

Na data deste Formulário, não há processos judiciais e administrativos trabalhistas individualmente relevantes em que a Companhia ou suas Controladas sejam parte. Para maiores informações sobre contingências relevantes em conjunto, vide item 4.6 deste Formulário de Referência. Até 30 de junho de 2020, o número total de processos judiciais trabalhistas em que a Companhia figurava como parte era de 83 processos, o número na data deste Formulário de Referência é de 98 processos.

Contingências Ambientais

Na data deste Formulário, não há processos judiciais e administrativos ambientais individualmente relevantes em que a Companhia ou suas Controladas sejam parte. Para maiores informações sobre contingências relevantes em conjunto, vide item 4.6 deste Formulário de Referência.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

4.3.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.3

Não há valor provisionado em relação aos processos descritos no item 4.3.

4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

Não há processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos, em que a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ou suas controladas sejam partes e cujas partes contrárias sejam seus administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores, ou seus investidores ou de suas controladas.

4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores

4.4.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4

Não aplicável. Não há processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos, em que a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ou suas controladas sejam partes e cujas partes contrárias sejam seus administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores, ou seus investidores ou de suas controladas.

4.5 - Processos Sigilosos Relevantes

4.5 - Processos sigilosos relevantes

Na data deste Formulário, não há processos relevantes que tramitam em segredo de justiça em que a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ou suas Controladas sejam parte.

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Apresentamos abaixo os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, não sigilosos e relevantes em conjunto, dos quais a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") e suas controladas são partes.

Processos Trabalhistas	
Valores Envolvidos	R$ 6.064.264,16
Prática que causou tal contingência	Até 30/06/2020, a Companhia era parte em 83 reclamações trabalhistas originariamente ajuizadas em face da Stratageo Soluções Tecnológicas Ltda. ("*Stratageo*"), mas redirecionadas à Companhia em fase de execução, em razão da alegação de que teria ocorrido uma sucessão empresarial e/ou formação de grupo econômico entre a Companhia e a Stratageo. Uma vez reconhecido o grupo econômico, as empresas que o integram passam a ser solidariamente responsáveis por quaisquer débitos trabalhistas. A tese sustentada para tanto nas referidas demandas fundamenta-se na (i) existência de sócios comuns entre a Companhia e a Stratageo, (ii) atuação das referidas sociedades em atividades econômicas da mesma cadeia produtiva e (iii) que estas exerceram por breve período suas atividades no mesmo endereço profissional. A legislação trabalhista atual dispõe que são as empresas considerados integrantes de um mesmo grupo econômico quando (i) uma ou mais empresas estiverem sob a direção, controle ou administração de outra, ainda que cada uma delas possua personalidade jurídica própria, e (ii) existir a demonstração do interesse integrado, a efetiva comunhão de interesse e a atuação conjunta das empresas integrantes do grupo, situação que não decorreria da mera identidade de sócios. Assim, na apresentação de sua defesa, a Companhia demonstra deter personalidade jurídica própria e não deter qualquer direção, controle ou administração sobre a Stratageo ou qualquer de seus empregados, representantes e/ou administradores. Em que pese o demonstrado acima, a Companhia tem ciência de estar sujeita ao risco de ser responsabilizada judicialmente por débitos oriundos das referidas demandas ou de outras reclamações trabalhistas movidas em face da Stratageo, além das 83 mencionadas acima, na hipótese de ser reconhecido judicialmente a sucessão empresarial e/ou formação de grupo econômico com a Stratageo e, por conseguinte, ocorrer o redirecionamento de eventuais execuções à Companhia.

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

4.6.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.6

O valor total provisionado dos processos descritos no item 4.6 acima, classificados como prováveis, atualizado em 30 de junho de 2020, é de R$3.014.044,38.

4.7 - Outras Contingências Relevantes

4.7 - Outras contingências relevantes

Ações Populares

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") tem conhecimento de 2 (duas) ações populares n.º 0805662-48.2017.4.05.8500 e 0806321-57.2017.4.05.8500, em trâmite na 1ª Vara Federal da Secção Judiciária de Aracajú, ajuizadas em 26 de outubro e 30 de novembro respectivamente, as quais discutem, dentre outros temas, a venda de ativos pela Petróleo Brasileiro S.A.- Petrobras ("Petrobras") que poderiam impactar na aquisição das concessões do Polo Pescada-Arabaiana, indicando como inconstitucional o decreto que legitima os procedimentos de desinvestimentos da Petrobras, sob a alegação de que alienação de subsidiárias ou ativos das empresas públicas/sociedades de economia mista dependeria de autorização legislativa específica. A Companhia não é parte em tais procedimentos, mas, até o momento, a Companhia não foi informada sobre qualquer impacto no procedimento de aquisição do referido polo pela Companhia. Vide detalhamento no item 4.1 que trata dos "Riscos associados à potencial interrupção do processo de desinvestimentos da Petrobras".

Contingências ambientais envolvendo o Polo de Macau

A Companhia tem conhecimento da existência contingências relacionadas a processos de cunho ambiental propostos contra a Petrobrás, referentes a clusters adquiridos pela 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") da Petrobrás. Em que pese a maioria dos processos estarem relacionados à Petrobras, quando era operadora do Polo de Macau, os mesmos podem repercutir 3R e, após a incorporação detalhada no item 6.3 deste Formulário, na Companhia sobretudo por meio de obrigações reparatórias ambientais derivadas ou reflexas que venha a ser constituídas, inclusive em razão de regularização de ativos ou por força de termos de compromisso. Em situações estabelecidas pela jurisprudência, o regime de responsabilidade ambiental estabelecido pela legislação brasileira pode levar à imposição de obrigações reparatórias (*in natura* ou financeira) à Companhia, enquanto sucessora da Petrobrás na operação do ativo e na propriedade do imóvel (obrigação *propter rem*). Com relação a alguns desses processos, a Companhia tem direito de indenização/direito de regresso com valor limitado, com base no contrato firmado com a Petrobras e observadas as demais condições contratuais.

4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável, tendo em vista que a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

(a) Política Formalizada de Gerenciamento de Riscos

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") adota uma política de gestão de riscos e oportunidades empresariais ("Política de Gerenciamento de Riscos"), com o objetivo de controlar ou mitigar seus riscos. A Política de Gerenciamento de Riscos foi aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de agosto de 2020, conforme alterada em reunião do Conselho de Administração realizada em 13 de outubro de 2020.

(b) Objetivos e Estratégias da Política de Gerenciamento de Riscos

O objetivo da Política de Gerenciamento de Riscos é estabelecer e divulgar os princípios, diretrizes e responsabilidades a serem observados no processo de gerenciamento de riscos da Companhia, permitindo a identificação, avaliação, priorização, tratamento, monitoramento, comunicação e razoável redução do grau de incerteza no alcance dos objetivos e preservação do valor da Companhia.

O processo de gerenciamento de riscos da Companhia se baseou em recomendações de normas de gestão de risco empresarial reconhecidas no mercado, especialmente a ISO 31001:2018 e estrutura integrada de controles internos do COSO-ERM *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)*, com o objetivo de: (i) consolidar os princípios e diretrizes a serem seguidos em todas as atividades associadas ao gerenciamento de riscos; (ii) mensurar riscos e oportunidades para auxiliar na prevenção de crises e problemas; (iii) mapear quais são as oportunidades, propósitos e os fatores internos e externos que podem impactar o desenvolvimento do negócio como um todo; além de (iv) antever e administrar os efeitos indesejáveis.

(i) Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia procura obter proteção para os diversos riscos identificados nos itens 4.1 deste Formulário de Referência que possam oferecer impactos negativos aos objetivos traçados pela sua administração. Dessa forma, a Companhia busca proteção aos principais grupos de risco aos quais está exposta, quais sejam:

Financeiros: são aqueles associados com a gestão e controles ineficazes dos meios financeiros da organização e do cenário externo. Como por exemplo, risco de crédito, risco de liquidez, riscos de mercado e outros tipos de orientações do mercado.

Imagem e Reputação: são aqueles relacionados à possibilidade de perda decorrente da deterioração da credibilidade ou reputação por mau desempenho, de práticas antiéticas, da divulgação de informações negativas e de falha na comunicação interna ou externa.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

Conformidade e Legal: são aqueles relacionados aos retornos de uma organização por falta de um completo embasamento legal de suas operações; é o risco de não-cumprimento de leis, regras, regulamentações, acordos, práticas vigentes ou padrões éticos aplicáveis, considerando, inclusive, o risco de que a natureza do produto/serviço prestado possa tornar a organização particularmente vulnerável a litígios. As principais subáreas do risco legal são: (a) risco legal: é o risco de perdas decorrentes de sanções aplicadas por reguladores e indenizações por danos a terceiros por violação da legislação vigente; (b) risco tributário: é o risco de perdas resultantes da criação de tributos ou de nova interpretação de sua incidência; e (c) risco de contrato: é o risco de perdas decorrentes de julgamentos desfavoráveis devido a contratos omissos, mal redigidos ou sem o devido amparo legal.

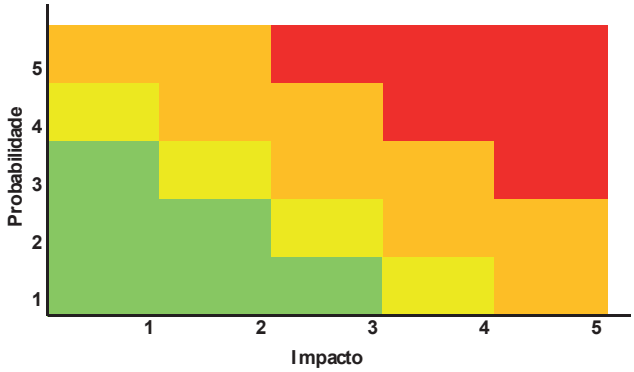
Operacional: compreende os demais riscos enfrentados pela Companhia relacionados aos procedimentos internos, tais como risco de perda resultante de inadequações ou falhas em processos internos, pessoas, sistemas e por fatores externos.

A Companhia possui uma matriz de riscos que compreende seus principais riscos corporativos, baseados na sua probabilidade de ocorrência e na magnitude do seu impacto nos negócios da Companhia. Dentre esses riscos, destacamos alguns que foram considerados de maior probabilidade: flutuação do preço de petróleo, disponibilidade de crédito e variação da taxa de câmbio.

(ii) Instrumentos utilizados para proteção

A fim de definir um gerenciamento de riscos adequado, o contexto externo (ambiente financeiro, econômico, regulatório, relações com stakeholders etc.) e o contexto interno (modelo de governança, objetivos estratégicos, estrutura de capital, acesso ao crédito, etc.) da Companhia são analisados com base em estudo dos materiais corporativos, em entrevistas com os gestores e fontes de informações externas.

Visando a promover a proteção contra os riscos inerentes às atividades da Companhia, a Política de Gerenciamento de Riscos dispõe que a Companhia adota uma matriz de riscos, com o objetivo de classificar riscos corporativos, considerando as dimensões de impacto e probabilidade de ocorrência para fins de priorização e gestão.



5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

Quanto maior for a probabilidade e o impacto, maior o nível de risco:

Nível do Risco = Probabilidade x Impacto

Grau do risco	Descrição da criticidade do risco
Muito alto	Caracterizados por riscos associados à paralisação de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando **impactos irreversíveis** nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.
Alto	Caracterizados por riscos associados à interrupção de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando **impactos de reversão muito difícil** nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.
Médio	Aqueles caracterizados por riscos associados à interrupção de operações ou atividades, de projetos, programas ou processos, causando **impactos significativos** nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas, porém recuperáveis.
Baixo	Aqueles caracterizados por riscos associados à degradação de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando **impactos mínimos ou pequenos** nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.
Muito Baixo	Aqueles caracterizados por riscos associados à degradação de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando **impactos nulos ou imperceptíveis** nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.

Considerando a classificação do risco, a Companhia pode decidir por: (i) evitar o risco: decisão de não se envolver ou agir de forma a se retirar de uma situação de risco; (ii) reduzir o risco: alternativa que requer a criação de controles que minimizem a potencial exposição ao evento de risco, seja reduzindo a consequência no negócio e/ou a probabilidade de ocorrência; (iii) compartilhar o risco: alternativa que visa reduzir a probabilidade e o impacto do risco, com a garantia de que, caso se materialize, a responsabilidade financeira ou de resposta aos danos será de terceiros; ou (iv) assumir o risco: alternativa que permite manter o nível atual de probabilidade e impacto do risco e a Companhia pode agir de forma ativa (se prepara para a ocorrência do risco) ou passiva (só tratará o risco quando e se ele vier a ocorrer).

Para os riscos classificados como de probabilidade alta, são exemplos de algumas das medidas mitigadoras adotadas pela Companhia: utilização de instrumentos de derivativos para hedge com o propósito de mitigar os impactos decorrentes da flutuação do preço de petróleo e câmbio.

Além disso, o sistema de gerenciamento de riscos da Companhia é monitorado constantemente para avaliação de sua eficácia e adequação com as estratégias estabelecidas na Política de Gerenciamento de Riscos.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

(iii) Estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura de gestão de riscos da Companhia considera a atuação conjunta de todos os membros da Companhia, em seus respectivos níveis hierárquicos. Nesse sentido, diferentes departamentos e áreas da Companhia, de acordo com suas atribuições e funções, são responsáveis por identificar, avaliar, tratar e monitorar os riscos, em conformidade com a Política de Gerenciamento de riscos. A estrutura de gestão de riscos da Companhia é baseada no COSO-ERM, que recomenda a gestão de riscos através do modelo das três linhas de defesa:

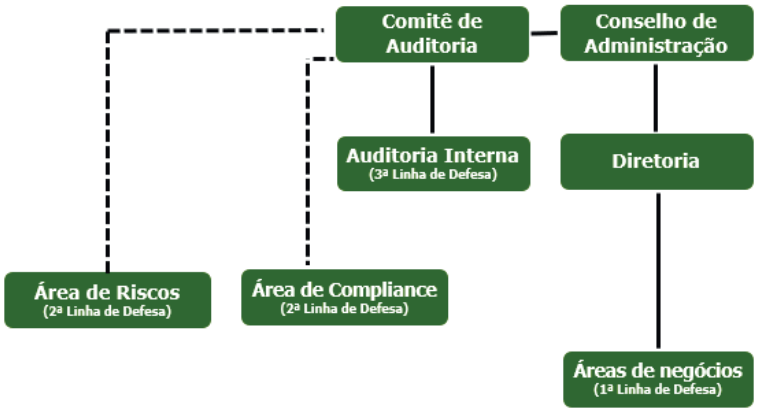
(i) 1ª Linha de Defesa: a primeira linha de defesa está associada à linha de frente dos negócios da Companhia e inclui todos diretamente competentes para a execução dos controles e implementação das respostas aos Riscos. Tratam-se das Áreas de Negócios.

(ii) 2ª Linha de Defesa: a segunda linha de defesa refere-se aos responsáveis pelos controles da Companhia, com atribuições para fixar as diretrizes de gestão de riscos e supervisionar o cumprimento destas diretrizes. Nesta categoria estão a Área de Riscos, responsável pelas funções de riscos corporativos e controles internos e que no exercício dessas funções poderá solicitar auxílio de outras áreas da Companhia, como do Controller, e a Área de Compliance, responsável pela função de compliance. A Área de Riscos e a Área de Compliance se reportam ao Comitê de Auditoria em relação a atividades relacionadas a gestão de riscos, controles internos e compliance. Os membros da Área de Riscos e da Área de Compliance não acumulam outras atividades operacionais.

(iii) 3ª Linha de Defesa: a terceira linha de defesa refere-se à área de Auditoria Interna, a quem compete avaliar, testar e supervisionar a aderência, conformidade e eficácia do processo de gestão de riscos da Companhia, bem como aferir a qualidade e a efetividade dos controles internos e governança. A área de Auditoria Interna se reporta ao Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

As áreas que compõem a estrutura de gerenciamento de riscos estão ilustradas na imagem abaixo:



Dessa forma, o Conselho de Administração tem competência para monitorar o funcionamento do processo de gestão, acompanhar o perfil de riscos da Companhia e os planos de ação definidos em resposta aos riscos. As competências do Conselho de Administração envolvem:

- Definir os objetivos estratégicos, as diretrizes e o perfil de riscos da Companhia, adequado e aderente aos seus negócios;
- Discutir entre seus membros a situação do gerenciamento de riscos da organização e fornecer a supervisão necessária;
- Promover gestão dos riscos empresariais da Companhia;
- Monitorar a condução das atividades de gerenciamento de riscos e acompanhar os riscos mais significativos com o intuito de preservar o valor da organização;
- Avaliar os riscos estratégicos da Companhia;
- Aprovar política e procedimentos para gerenciamento de riscos da Companhia;
- Definir e revisar periodicamente o apetite a riscos da Companhia;
- Definir estrutura para a gestão de riscos da Companhia;
- Assegurar que a Diretoria da Companhia implemente ações e controles efetivos para mitigar os riscos de interrupções de negócios (continuidade dos negócios) e controles para mitigar os riscos de segurança da informação;
- Assegurar, ao Comitê de Auditoria, autonomia operacional e orçamento próprio e suficiente para cobrir despesas com seu funcionamento; e
- Receber, por meio do Comitê de Auditoria, o reporte das atividades da Auditoria Interna, da Área de Riscos e da Área de Compliance, em relação às atividades relacionadas ao gerenciamento de riscos da Companhia.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

Compete ao Comitê de Auditoria, órgão autônomo de assessoramento vinculado ao Conselho de Administração, com autonomia operacional e orçamento próprio aprovado pelo Conselho de Administração, dentre outras atribuições:

- Avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia para desenvolvimento de ações que promovam redução de riscos e ameaças;
- Acompanhar as atividades da auditoria interna, da Área de Riscos e da Área de Compliance em relação ao gerenciamento de riscos da Companhia;
- Opinar na contratação e destituição dos serviços de auditoria independente;
- Avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras; e
- Avaliar, anualmente, se a estrutura da área de Auditoria Interna e seu orçamento são suficientes ao desempenho de suas funções.

Compete à Diretoria da Companhia, dentre outras atribuições:

- Implementar as estratégias e diretrizes da Companhia aprovadas pelo Conselho de Administração;
- Disponibilizar recursos (humanos, financeiros e materiais) para a gestão de riscos e para implementação das ações de eliminação e mitigação de riscos;
- Fornecer liderança e direcionamento às áreas da Companhia;
- Acompanhar a gestão e realizar monitoramento dos riscos e controles de sua responsabilidade;
- Definir as ações mitigatórias em conjunto com a Área de Compliance da Companhia;
- Participar da avaliação do apetite e limite de tolerância dos riscos; e
- Implementar os controles e processos de gerenciamento de riscos definidos pelo Conselho de Administração; e
- Auxiliar a Área de Riscos, a Área de Compliance e o Comitê de Auditoria no desenvolvimento de respostas aos riscos, com base no apetite de risco aceitável da Companhia.

Como parte da segunda linha de defesa, a Área de Riscos exerce as funções de riscos corporativos e controles internos, sendo uma estrutura autônoma que se reporta ao Comitê de Auditoria e que não está subordinada a nenhuma diretoria operacional. Os membros da Área de Riscos não exercem atividades operacionais. A Área de Riscos tem competência para:

- Identificar e caracterizar quais riscos podem afetar a Companhia;
- Analisar qualitativamente e quantitativamente os riscos para avaliar a exposição da Companhia e priorizar os riscos que serão objeto de ações adicionais;
- Planejar as respostas aos riscos com intuito de reduzir as ameaças à Companhia;

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

- Estabelecer os processos de gerenciamento de riscos, sendo responsável por coordenar e definir os padrões a serem seguidos de ferramentas, metodologias, sistemas de suporte, as formas e a periodicidade dos seus reportes ao Conselho de Administração e Comitê de Auditoria da Companhia, conforme o caso;
- Fornecer apoio às áreas de negócios sobre o processo de gerenciamento de riscos corporativos;
- Mapear processos e auxiliar na identificação dos riscos corporativos, além de garantir os respectivos controles para mitigar os riscos identificados;
- Acompanhar e sugerir melhorias de controles internos nas áreas operacionais;
- Reportar inconsistência ou desatualização de desenhos de fluxos de processos, normas e procedimentos cujas alterações podem agravar o ambiente de controles;
- Apresentar ao Comitê de Auditoria sua percepção quanto à exposição ao risco (magnitude de impacto e probabilidade de ocorrência), se possível, pautada também em indicadores de mercado; e
- Elaborar relatórios de reporte ao Conselho de Administração e ao Comitê de Auditoria, consolidando a avaliação de Riscos da Companhia.

Também como parte da segunda linha de defesa, a Área de Compliance, estrutura autônoma que se reporta ao Comitê de Auditoria e que não está subordinada a nenhuma diretoria operacional, é responsável pelo monitoramento e aplicação do programa de integridade da Companhia, nos termos dispostos no art. 41 do Decreto nº 8.420/2015. Os membros da Área de Compliance não exercem atividades operacionais. A Área de Compliance tem competência para:

- Elaborar e gerenciar políticas e procedimentos de compliance e contribuir para a revisão da metodologia de avaliação, apetite, tolerância e gestão de riscos de integridade;
- Auxiliar a Área de Riscos na análise qualitativa e quantitativa de riscos de integridade;
- Acompanhar a implementação dos planos de ação estabelecidos provenientes dos trabalhos de auditoria interna e gestão de riscos; e
- Coordenar as melhorias de processos para mitigar os riscos de integridade.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

Como terceira linha de defesa, a Auditoria Interna é responsável pela auditoria dos processos de gerenciamento de riscos, controles e governança. A Auditoria Interna se reporta ao Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria, e provê avaliações sobre a eficácia da governança, do gerenciamento de riscos e dos controles internos, incluindo a forma como a primeira e a segunda linhas de defesa alcançam os objetivos de gerenciamento de riscos e controle. Cabe à Auditoria Interna, dentre outras atribuições:

- Aferir a qualidade e efetividade do gerenciamento dos Riscos e dos processos de governança, da adequação dos controles internos e do cumprimento das normas e regulamentos associados às operações e negócios da Companhia e dos processos de governança, da adequação dos controles internos e do cumprimento das normas e regulamentos associados às operações e negócios da Companhia; e
- Fornecer relatórios periódicos ao Comitê de Auditoria, a fim de garantir que o processo de gerenciamento de riscos esteja sendo devidamente implementado.

Como primeira linha de defesa, as Áreas de Negócios têm a atribuição de implementar as ações corretivas para resolver deficiências em processos e controles, além de informar eventuais modificações destes processos, cabendo-lhes:

- Identificar os fatores de riscos e indicadores para a mensuração e monitoramento dos riscos;
- Fornecer informações precisas, íntegras e suficientes para análise;
- Apresentar percepção quanto à exposição ao risco;
- Sugerir, avaliar, implantar e monitorar as ações com o objetivo de reduzir a exposição ao risco sob sua responsabilidade;
- Cumprir os limites de riscos aprovados pelo Conselho de Administração;
- Comunicar, tempestivamente, os eventos de risco que apresentarem tendência de ocorrência e/ou eventual extrapolação de limites, para discussão nos fóruns e alçadas apropriadas; e
- Dar cumprimento ao plano de ação.

(c) Adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política de gerenciamento de riscos

Com base nas informações descritas nesta seção 5.1, a Companhia entende que sua estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da Política de Gerenciamento de Riscos é adequada.

A Auditoria Interna é responsável por aferir a qualidade e a efetividade do gerenciamento de riscos e o Comitê de Auditoria avalia e monitora as exposições de risco da Companhia.

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

(a) Política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") atualmente possui Política de Hedge aprovada para proteção contra quedas do preço de petróleo que abrange, inclusive, nossas subsidiárias. A Companhia não possui outras Políticas para gerenciamento de riscos de mercado, adotando, no que for aplicável, a sua Política de Gerenciamento de Riscos.

(b) objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado

Conforme descrito no item 4.2, a Companhia possui exposição aos seguintes riscos:

- Risco de crédito
- Risco de liquidez
- Risco de taxa de juros
- Riscos de mercado
- Risco cambial
- Risco de preços

A Política de Hedge da Companhia tem como objetivo mitigar o impacto das flutuações inerentes ao mercado global de petróleo, tendo em vista que o preço dessa commodity é volátil e que é impactado tanto por questões econômicas quanto por políticas globais.

Em cumprimento a Política de Hedge da Companhia, exigida pelo seu principal credor, a Administração realizou operações de hedge nos primeiros seis meses de 2020. Como tais operações foram realizadas durante a recente crise ocasionada pela pandemia, obteve-se um preço médio de US$35,5 por barril, para uma parte da produção do Polo Macau. Em 30 de junho de 2020 os contratos oferecem cobertura para 200 mil barris que se espera que sejam vendidos ao longo de doze meses.

(i) riscos de mercado para os quais se busca proteção

Dos riscos listados acima, a Companhia busca se proteger contra (i) risco de mercado, no caso, variações negativas do preço do petróleo Brent ao qual nossos dois produtos, óleo e gás, são indexados e (i) de flutuações da taxa de câmbio ao qual nossa dívida e receitas são indexadas.

(ii) estratégia de proteção patrimonial (hedge)

A Política permite a celebração de instrumentos de derivativos para proteger as receitas da Companhia com a venda de óleo e gás e o objetivo é proteger 60% de nossas receitas doze meses à frente. Adicionalmente, a Companhia também faz uso de proteções cambiais de modo a conciliar temporalmente as obrigações em moeda estadunidense com as receitas (também em dólar), bem como proteger o caixa disponível em reais para fazer frente as obrigações em moeda estrangeira.

(iii) instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

A Companhia faz uso de contratos financeiros de derivativos e aplicações financeiras em fundos cambiais.

(iv) parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

A Política da Companhia é flexível e tem como principal parâmetro a proteção de até 60% da produção de óleo para doze meses à frente (a posição deve ser rolada mensalmente), estimada pela Companhia e consistente com seu orçamento e plano de negócios, com flexibilidade de 10% para cima ou para baixo. Não há exigência de piso mínimo ou teto máximo do preço de petróleo.

Para a proteção cambial, o volume de contratos de derivativos para hedge sempre buscará igualar a taxa cambial de nossas obrigações com nossos ativos disponíveis, caixa e receitas.

(v) instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge)

Nossa Política não nos limita em quais instrumentos podemos operar. Os mais comuns e utilizados são a venda de contratos futuros de mercadoria (Brent), com ou sem entrega física (non-deliverable foward – NDF), firmados à balcão ou em bolsa, *swaps*, opções (puts, collars) entre outros.

(vi) estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Os riscos de mercado são gerenciados pela Diretoria Financeira por nossa equipe da Gerência de Tesouraria que acompanha o mercado e busca celebrar os instrumentos financeiros de proteção continuamente com frequência semanal, de modo que o preço de petróleo neste contratos se aproxime do médio praticado no mercado a cada período de tempo, bem como garantir que pelo menos 60% de nossa produção doze meses à frente esteja coberta.

(c) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Companhia entende que sua estrutura operacional de controle interno está adequada.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

5.3 - Descrição dos controles internos

(a) principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") possui um sistema de controles internos para assegurar a confiabilidade da informação contábil e financeira, e a precisão e transparência das demonstrações contábeis para fins externos, observando a conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos.

O sistema de controles internos da Companhia consiste em um processo liderado pelo Controller da Companhia, cujos trabalhos são acompanhados pela Área de Riscos. No exercício de suas funções, o Controller é assessorado pelo Comitê de Auditoria, pela Área de Riscos, pelos membros da Diretoria e por todos os colaboradores da Companhia, com o propósito de permitir uma condução mais segura, adequada e eficiente dos negócios e em linha com as regulamentações estabelecidas.

Além disso, no contexto de abertura de capital, a Companhia estruturou processo de auditoria interna, o qual é realizado por auditoria interna independente. A auditoria interna independente se reporta ao Comitê de Auditoria da Companhia.

Todas as informações referentes aos processos de Aquisição de Bens e Serviços e Financeiro estarão mapeados no sistema MXM, que é um sistema gestão empresarial integrado ERP (Enterprise Resource Planning). Objetivando assegurar que as demonstrações financeiras sejam elaboradas de forma fidedigna, refletindo consistentemente seus processos operacionais e financeiros, e preparadas em conformidade com os requisitos exigidos, a Companhia adota diversas práticas e controles internos que garantem a transparência e a confiabilidade de suas demonstrações financeiras, tais como rotinas de conciliações semanais e processos mensais de fechamento contábil.

Dessa forma, a Companhia entende que os controles internos adotados são eficazes para assegurara confiabilidade, exatidão e precisão das informações constantes de suas demonstrações financeiras.

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A estrutura organizacional para a elaboração das demonstrações financeiras conta com diversas áreas da Companhia, com o objetivo de incrementar a habilidade da administração para detectar deficiências.

A elaboração das demonstrações é liderada pelo Controller, através de informações fornecidas pelas áreas da Companhia. Entre as principais áreas envolvidas no processo de fechamento estão a área operacional, o departamento jurídico, o regulatório, a tesouraria e a área fiscal. Cada uma dessas áreas envia informações que servem de insumo para os registros contábeis dos fatos operacionais, societários e econômicos, que são validados pelo Controller de forma que os números sejam adequadamente refletidos nas demonstrações financeiras.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

No contexto da abertura de capital, a Companhia instituiu Comitê de Auditoria, órgão colegiado de funcionamento permanente, que realiza a supervisão e o acompanhamento das atividades da auditoria interna independente e da Área de Riscos. A Companhia também instituiu uma Área de Riscos responsável pelos controles internos e por reportar inconsistências ou desatualização de desenhos de fluxos de processos, normas e procedimentos ao Comitê de Auditoria.

O Comitê de Auditoria também avalia a independência, a qualidade e a efetividade dos serviços prestados pelos auditores independentes. A partir de suas análises, o Comitê de Auditoria, então, emite suas recomendações relativas aos processos de auditoria interna e elaboração de demonstrações financeiras ao Conselho de Administração, a quem se reporta periodicamente.

Além de acompanhar a eficiência dos controles internos, o Conselho de Administração revisa e aprova trimestralmente as demonstrações de resultados da Companhia, inclusive considerando as análises e manifestações por parte do Comitê de Auditoria.

(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internas pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A eficiência dos controles para elaboração das demonstrações financeiras é supervisionada pelo Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria. Ademais, no contexto de sua abertura de capital, a Companhia contratou auditoria interna independente (diferente da responsável pela auditoria das demonstrações financeiras) para realizar a função de auditoria interna, e para auxiliar o Conselho de Administração e o Comitê de Auditoria na supervisão e avaliação das informações envolvendo as demonstrações financeiras. Na eventualidade de alguma deficiência ser identificada, planos de ação imediatos são definidos.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado à Companhia pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Em seu relatório de recomendações sobre os controles internos relativos às demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia referentes ao período findo em 31 de dezembro de 2019, os auditores independentes reportaram a seguinte deficiência significativa, conforme segue:

Assunto	Recomendação dos auditores
Contabilização da conversão do balanço em moeda estrangeira - Ausência de uma rotina mensal formal de registro contábil das diferenças de conversão em moeda estrangeira resultantes das operações de suas controladas que possuem moeda funcional diferente da moeda de apresentação da Companhia. Os respectivos saldos são contabilizados somente no encerramento do exercício da Companhia, ou conforme demanda específica de emissão de relatórios interinos.	Registro tempestivo (mensal) das diferenças de conversão em moeda estrangeira, e preparação de reconciliação entre os saldos contábeis na moeda funcional e os saldos convertidos.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

Processo de elaboração e revisão das demonstrações financeiras - Durante o processo de fechamento contábil, incluindo a consolidação e a elaboração das demonstrações financeiras anuais, foram identificados os seguintes pontos: • Falta de rotina formal de fechamento contábil detalhado por área, com formalização de revisão por parte de pessoa independente do preparo; • Registros contábeis efetuados durante o fechamento da demonstração financeira, acarretando em diversas versões de balancetes, e gerando retrabalho; • Diferenças de somas e referências cruzadas entre as peças contábeis e respectivas notas explicativas nas diversas versões dos relatórios apresentados.	Elaboração de processo formal de fechamento contábil e preparação das demonstrações financeiras com base em cronograma detalhado, contendo a definição das responsabilidades quanto à preparação, revisão e aprovação por todas as informações que comporão a base das demonstrações financeiras a serem elaboradas.
Ausência de rotina para avaliação se há indicação de *impairment* - Ausência de rotina formal para avaliação sobre a existência de indicação de perda no valor recuperável de seus ativos conforme requerido pelo parágrafo 9 do CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos.	Recomendamos a elaboração de processo para avaliação da existência de indicação de perda no valor recuperável de todos os ativos que possui registro.
Ausência de avaliação de impostos diferidos - Ausência de um processo formal de avaliação do registro de impostos diferidos.	Implementação de formalize um processo de avaliação de registros contábeis de impostos diferidos.
Ausência de revisão dos lançamentos contábeis - A Companhia não possui rotina de revisão de lançamentos contábeis manuais por parte de pessoa independente do preparo. Tal situação aplica-se a todas as empresas da Companhia.	Implementação de procedimento formal de revisão dos lançamentos contábeis manuais, visando mitigar o risco de lançamentos contábeis indevidos.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A seguir os comentários dos diretores a respeito de tais deficiências, bem como as ações que já foram tomadas ou que estavam em andamento durante o exercício de 2019.

Assunto	Comentários da Administração
Contabilização da conversão do balanço em moeda estrangeira - A Companhia não possui uma rotina mensal formal de registro contábil das diferenças de conversão em moeda estrangeira resultantes das operações de suas controladas que possuem moeda funcional diferente da moeda de apresentação da Companhia. Os respectivos saldos são contabilizados somente no encerramento do exercício da Companhia, ou conforme demanda específica de emissão de relatórios interinos.	A Administração está elaborando um procedimento formal de registro contábil periódico das diferenças de conversão em moeda estrangeira resultantes das operações de suas controladas que possuem moeda funcional diferente da Companhia.
Processo de elaboração e revisão das demonstrações financeiras - Durante o processo de fechamento contábil, incluindo a consolidação e a elaboração das demonstrações financeiras anuais, foram identificados os seguintes pontos: • Falta de rotina formal de fechamento contábil detalhado por área, com formalização de revisão por parte de pessoa independente do preparo; • Registros contábeis efetuados durante o fechamento da demonstração financeira, acarretando em diversas versões de balancetes, e gerando retrabalho; • Diferenças de somas e referências cruzadas entre as peças contábeis e respectivas notas explicativas nas diversas versões dos relatórios apresentados	Ao final de 2019 e ao longo de 2020 a Companhia iniciou um processo de reorganização societária que envolveu uma mudança significativa em seu quadro de pessoal. Em meados de agosto de 2020 a Administração iniciou admissão de profissionais para área de controladoria e implantou processo de recepção fiscal de documentos e cronograma de fechamento contábil e fiscal mensal, com vistas a assegurar a qualidade de suas demonstrações financeiras, bem como processo de controle de revisão. Os referidos processos comporão o procedimento formal de elaboração das demonstrações financeiras mensais, trimestrais e anuais, que deverá ser aprovado pela Diretoria ainda em 2020.
Ausência de rotina para avaliação se há indicação de *impairment* - Ausência de uma rotina formal para avaliação sobre a existência de indicação de perda no valor recuperável de seus ativos conforme requerido pelo parágrafo 9 do CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos. Após indagações junto a administração, verificamos que a mesma avaliou a perda no valor recuperável de seus principais ativos.	Ao final de 2019 e ao longo de 2020 a Companhia iniciou um processo de reorganização societária que envolveu uma mudança significativa em seu quadro de pessoal. O processo periódico para avaliação da existência de indicação de perda no valor recuperável de todos os ativos foi realizado, mas, pela ausência de quadro de pessoal, não teve uma documentação formal bem elaborada. A Administração da Companhia está estruturando seu quadro de pessoal e avalia que em 2020 novos procedimentos estarão implantados, dentre eles, o procedimento para uma melhor formalização da avaliação de *impairment*.
Ausência de avaliação de impostos diferidos - Ausência de um processo formal de avaliação do registro de impostos diferidos.	A Administração planeja implementar procedimento de planejamento tributário que deverá incluir o procedimento de apuração e fechamento mensal de tributos que afetam os negócios da Companhia. O referido procedimento deverá ser formalizado e

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

	aprovado pelo Conselho de Administração ainda em 2020.
Ausência de revisão dos lançamentos contábeis - A Companhia não possui rotina de revisão de lançamentos contábeis manuais por parte de pessoa independente do preparo. Tal situação aplica-se a todas as empresas da Companhia.	O procedimento formal de elaboração das demonstrações financeiras deverá prever procedimento formal de revisão e aprovação de lançamentos contábeis manuais. Já no fechamento do mês de 09/2020 a Controladoria implantou o processo de provisão mensal com a utilização de vouchers de contabilização.

5.4 - Programa de Integridade

5.4 - Programa de integridade

Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

(a) se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") possui políticas e procedimentos destinados à prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, que integram o seu programa de integridade. A Companhia estruturou e formalizou todas as suas boas práticas em políticas e procedimentos de integridade, em consonância com o seu propósito e os seus valores, que reúnem um conjunto de mecanismos e procedimentos internos utilizados na prevenção, detecção e combate a desvios de conduta e descumprimento da legislação aplicável, incluindo prática de corrupção.

Com esse intuito, as políticas e procedimentos consolidam e reforçam as regras e diretrizes gerais da Companhia, como, por exemplo, o Código de Ética e Conduta ("Código de Ética e Conduta"), políticas e ações conduzidas por diversas áreas funcionais da estrutura organizacional da empresa, em consonância com as suas respectivas atribuições, para pautar a conduta dos colaboradores e terceiros, evidenciando o compromisso da Companhia com a disseminação da cultura de honestidade e boas práticas de gestão e a constante promoção de um ambiente corporativo transparente e ético.

Os principais objetivos das políticas e procedimentos de integridade são: (i) promover a cultura de ética e conformidade; (ii) consolidar todas as iniciativas de conformidade, em especial as anticorrupção; (iii) implantar as melhores práticas de acordo com os mais altos padrões éticos; (iv) assegurar que as políticas e os procedimentos de cada área estejam devidamente formalizados e sejam observados pelos colaboradores; (v) estabelecer a cultura de gestão de riscos a fim de mitigá-los por meio da prevenção; (vi) buscar a melhoria contínua com base na análise, avaliação e desenvolvimento regular do programa e do ambiente normativo aplicável; e (vii) promover a transparência.

(i) os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

O programa de integridade da Companhia é composto pelos seguintes mecanismos e procedimentos: (i) adoção de Código de Ética e Conduta; (ii) adoção de termo de adesão e compromisso ao Código de Ética e Conduta; (iii) adoção de Política Anticorrupção; (iv) adoção de termo de ciência e compromisso a Política Anticorrupção; (v) disponibilização de Canal de Denúncias independente para colaboradores e terceiros; (vi) adoção de Procedimento de Due Diligence de terceiros; (vii) adoção de Procedimento de Apuração de Denúncias; (viii) instituição de Grupo de Trabalho com foco em Compliance; (ix) realização de treinamentos periódicos aos colaboradores; (x) condução de investigações internas para apurar suspeitas de violações ao programa de integridade da Companhia; e (xi) inclusão de cláusula anticorrupção nos contratos com terceiros.

5.4 - Programa de Integridade

A Companhia avalia a eficácia de seu programa de integridade anualmente.

(ii) as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

A Área de Compliance e o Grupo de Trabalho são responsáveis pelo monitoramento e funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade e ambos atuam com autonomia e independência no exercício de suas funções. No que se refere a ambos os órgãos, a Companhia garante, expressamente, que (i) possuem recursos humanos, materiais e financeiros suficientes ao cumprimento de suas funções; (ii) têm possibilidade de reporte direto à alta administração da Companhia; (iii) têm acesso à todas as informações necessárias para exercício de suas atividades; e (iv) seus integrantes têm reputação ilibada.

A Área de Compliance é responsável por: (i) promover ou auxiliar diretamente os treinamentos de compliance; (ii) garantir divulgação do programa de integridade da Companhia para colaboradores e terceiros; (iii) verificar e avaliar a adequação e efetividade programa de integridade e dos controles internos da Companhia, bem como sua aderência às normas e regulamentações legais; (iv) prestar suporte ao Conselho de Administração e à Diretoria da Companhia a respeito da observância das normas e regulamentações aplicáveis à Companhia, inclusive mantendo-os informados sobre as atualizações relevantes em relação a tais temas; (v) receber, avaliar e tratar as denúncias recebidas através do Canal de Denúncias, reportando-se ao Comitê de Auditoria, e prestar esclarecimentos e orientações aos colaboradores e terceiros, sempre que necessário; (vi) conduzir investigações internas, acompanhar e supervisionar o seu andamento, em parceria com o Grupo de Trabalho, e reportando-se ao Comitê de Auditoria; (vii) revisar anualmente o programa de integridade da Companhia e, sempre que necessário, propor alterações e ajustes às políticas e procedimentos; (viii) manter o relatório de perfil e a matriz de riscos atualizados; (ix) elaborar relatório, com periodicidade mínima anual, contendo o sumário dos resultados das atividades relacionadas à função de compliance, suas principais conclusões, recomendações e providências necessárias; e (x) reportar suas ações ao Conselho de Administração, diretamente ou por meio do Comitê de Auditoria.

Além disso, o Grupo de Trabalho será composto pelo responsável por um representante da Área de Compliance, dois colaboradores da Companhia e por um membro do Conselho de Administração. Suas atribuições consistem em: (i) supervisionar, sempre que necessário, a Área de Compliance no recebimento, avaliação e tratamento das denúncias e das investigações delas decorrentes, reportando-se ao Comitê de Auditoria; (ii) definir e deliberar sobre a aplicação de medidas disciplinares; (iii) assegurar a integridade das relações empresariais, monitorando, investigando e tratando os casos de violação das suas diretrizes de forma sigilosa e com o devido zelo; e (iv) manter o Conselho de Administração ciente dos assuntos que possam comprometer o negócio e/ou imagem da Companhia, diretamente ou por meio do Comitê de Auditoria.

5.4 - Programa de Integridade

As atribuições tanto da Área de Compliance quanto do Grupo de Trabalho estão previstas no Código de Ética e Conduta da Companhia e ambos os órgãos estão subordinados ao Conselho de Administração da Companhia, por meio do Comitê de Auditoria.

(iii) se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

A Companhia adota Código de Ética e Conduta, com o objetivo de definir os princípios da Companhia, as diretrizes de comportamento esperadas por parte dos colaboradores nas suas relações internas e com clientes, fornecedores, parceiros de negócios, com a comunidade e com órgãos públicos em geral.

O Código de Ética e Conduta prevê a (i) ética e integridade; (ii) cumprimento à lei; (iii) transparência; e (iv) honestidade; e (v) dignidade como os princípios e valores da Companhia. Ademais, o documento dispõe que a defesa e a manutenção de boa reputação, eficiência e solidez no mercado são objetivos primordiais da Companhia.

O Código de Ética e Conduta ressalta a importância de cumprimento, por todos seus colaboradores e terceiros, de todas leis e regulamentos aplicáveis à Companhia, especialmente aos temas Anticorrupção, incluindo Lei Anticorrupção e Lei de Improbidade Administrativa.

Ademais, o Código de Ética e Conduta dispõe sobre os deveres da Companhia em relação à sociedade civil, como, por exemplo, respeito ao meio ambiente, à comunidade e às relações de trabalho.

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Ética e Conduta é aplicável a todos os colaboradores da Companhia, independentemente do seu nível hierárquico, incluindo membros de conselhos e comitês, diretores, gerentes, funcionários, estagiários e trainee, bem como a todos os terceiros contratados ou subcontratados pela Companhia, para agir em seu nome, interesse ou benefício.

- **se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema**

A Companhia mantém um plano para realizar treinamentos, de periodicidade mínima anual, em relação ao seu Código de Ética e Conduta, bem como demais políticas relacionadas, a todos seus empregados, diretores e conselheiros. Além disso, todos os colaboradores recebem cópia do Código de Ética e Conduta e treinamento no momento inicial de sua contratação.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Ética e Conduta estabelece que violações às suas normas poderão resultar, dentre outras ações, em: (i) advertência oral ou escrita; (ii) demissão com ou sem justa causa; e (iii) multa e rescisão do contrato celebrados com terceiros. Além disso, o descumprimento do Código de Ética e Conduta, poderá ser comunicado às autoridades competentes, se cabível.

5.4 - Programa de Integridade

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Ética e Conduta foi aprovado pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 31 de agosto de 2020 e pode ser consultado no site de Relações com Investidores da Companhia, através do link: ri.3rpetroleum.com.br.

(b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

A Companhia possui um canal de denúncias ("Canal de Denúncias") por meio do qual todos os colaboradores e terceiros podem reportar dúvidas, suspeitas ou violações ao Código de Ética e Conduta e às demais políticas da Companhia, de maneira confidencial, anônima (se desejado) e sem retaliação.

- **se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros**

O Canal de Denúncias é administrado por empresa independente.

- **se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados**

O Canal de Denúncias da Companhia está aberto para o recebimento de denúncias internas e de terceiros, através do telefone 0800 717 7775 ou do site www.contatoconfidencial.com.br/3R.

- **se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé**

O Canal de Denúncias aceita denúncias anônimas e a Companhia assegura anonimato ao denunciante, se assim ele o desejar, bem como a confidencialidade das informações recebidas. Ademais, o Código de Ética e Conduta estabelece, explicitamente, que não poderá ser praticada qualquer retaliação contra denunciantes de boa-fé.

- **órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

A Área de Compliance da Companhia é responsável pelo recebimento, avaliação e tratamento das denúncias recebidas através do Canal de Denúncias, podendo contar com o apoio do Grupo de Trabalho, sempre que necessário, e reportando-se ao Comitê de Auditoria.

(c) se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas

O Código de Ética e Conduta prevê que todas as fusões, aquisições e outras operações societárias realizadas pela Companhia devem ser conduzidas com a observância dos dispositivos legais e precedidas de uma verificação de compliance das partes e dos riscos envolvidos, bem como demais diligências compatíveis com a complexidade da operação.

(d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não aplicável.

5.5 - Alterações significativas

5.5 - Alterações significativas

Item não aplicável, tendo em vista que não houve alterações significativas quanto às práticas adotadas para gerenciamento de riscos em relação ao último exercício social. A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.esclarece que apenas formalizou a Política de Gerenciamento de Riscos, a qual reflete as práticas que já eram adotadas, no exercício social corrente.

5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

5.6 - Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 5.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm

Data de Constituição do Emissor	08/06/2010
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade Anônima
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	09/11/2020

6.3 - Breve Histórico

6.3 - Breve histórico

Em 04 de agosto de 2020, em assembleia geral, os acionistas da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") e em celebrar todos os atos e documentos necessários em linha com o laudo de avaliação a ser preparado pela empresa avaliadora, o que deverá ocorrer após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta, previsto para ocorrer em novembro de 2020.

Em 31 de agosto de 2020, de igual forma, os acionistas da Companhia concordaram, em assembleia geral, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e a celebrar todos os atos e documentos necessários em linha com o laudo de avaliação a ser preparado pela empresa avaliadora.

Em razão da absoluta sinergia entre as atividades e campos da 3R e da Companhia localizados no mesmo Estado, aquela focada no mercado *onshore* e está no mercado *offshore*, fundamenta-se a incorporação supramencionada. Mediante a futura implementação da incorporação, a administração da Companhia acredita que o referido processo tornará a Companhia ainda mais competitiva e fortalecerá o seu posicionamento no setor de óleo e gás brasileiro.

Considerando a incorporação mencionada acima, apresentamos abaixo o breve histórico tanto da 3R quanto da Companhia.

3R Petroleum e Participações S.A.

Em 20 de fevereiro de 2014, os sócios Ricardo Savini e Daniel Soares adquiriram a 3R e estabeleceram como principal objetivo da 3R a operação e produção de campos de petróleo e gás por meio da implementação de tecnologias e elaboração de projetos de investimento em campos maduros, com décadas de história produtiva, otimizando os processos produtivos e focando na segurança e proteção do meio ambiente.

Em 1° de janeiro de 2016, o sócio Daniel Romeiro ingressou na 3R.

A 3R é uma empresa operadora de campos de petróleo com foco em revitalização de campos maduros. A empresa é composta por profissionais com mais de 30 (trinta) anos de experiência em revitalização de campos petrolíferos em países da América do Sul como Brasil, Venezuela, Peru e Argentina.

De modo a dar prosseguimento ao projeto de expansão da 3R, em 06 de maio de 2019, a 3R foi transformada em sociedade por ações, tornando-se mais atrativa para receber investimentos de terceiros, capitalizando-se e apresentando-se ao mercado em geral como um veículo promissor e inovador.

Em 17 de julho de 2019, a 3R adquiriu a empresa Bunaken RJ Empreendimentos Imobiliários S.A., cuja denominação foi alterada para SPE 3R Petroleum S.A. ("SPE 3R").

6.3 - Breve Histórico

De forma a captar os recursos necessários para concluir a aquisição dos direitos de exploração e produção de hidrocarboneto em áreas de concessão outorgadas mediante a celebração de contratos específicos de concessão com a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP ("Direitos de Concessão"), em 29 de julho de 2019 a 3R celebrou a escritura de primeira emissão privada de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante de R$27.160.000,00 (vinte e sete milhões, cento e sessenta mil reais), com data de vencimento em 04 de agosto de 2022. Tais debêntures foram integralmente subscritas e integralizadas pelo Fundo de Investimento em Direitos Creditórios XPCE IV ("XP" e "Debêntures XP – 3R"). Para maiores informações, vide itens 10.9 e 15.8 deste Formulário de Referência.

Em 06 de agosto de 2019, os acionistas da 3R aprovaram o aumento do capital social na companhia, no montante de R$116.800.000,00 (cento e dezesseis milhões e oitocentos mil reais). As ações emitidas no âmbito do referido aumento de capital foram integralmente subscritas e integralizadas, pelo 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), fundo de investimento que tem como gestora a Starboard Asset Ltda. ("Starboard"), o qual passou a ser o controlador da 3R.

Concomitantemente, também em 05 de agosto de 2019, com o objetivo de captação de recursos, a SPE 3R celebrou a escritura de primeira emissão privada de debêntures conversíveis em ações, no montante de R$96.890.000,00 (noventa e seis milhões, oitocentos e noventa mil reais), com data de vencimento em 05 de agosto de 2022. Tais debêntures foram integralmente subscritas e integralizadas pela DBO Energia S.A. ("DBO" e "Debêntures DBO – SPE 3R").

A DBO é uma sociedade administrada por executivos brasileiros e noruegueses com extensa experiência em exploração e produção tanto no Brasil, quanto no Mar do Norte. Ancorada em sua experiência no setor, a DBO suporta a 3R em suas atividades operacionais e financeiras. A DBO possui como um de seus acionistas relevantes a RWE PI Bras Limited., empresa alemã com mais de 120 (cento e vinte) anos de história.

Em 10 de fevereiro de 2020, os acionistas da 3R aprovaram o aumento do capital social na companhia, no montante de R$4.995.700,00 (quatro milhões, novecentos e noventa e cinco mil e setecentos reais). As ações emitidas no âmbito do referido aumento de capital foram integralmente subscritas pela Starboard Restructuring Partners Consultoria em Negócios Ltda. ("Starboard Restructuring") e integralizadas mediante capitalização de créditos detidos pela Starboard Restructuring contra a 3R. Tais créditos eram decorrentes do pagamento devido pela 3R à Starboard Restructuring no âmbito do contrato de prestação de serviços, celebrado em 09 de agosto de 2019. O referido contrato de prestação de serviços teve como objeto a consultoria e assessoramento conduzido pela Starboard Restructuring à 3R para o desenvolvimento da uma estrutura otimizada, através de captação balanceada de e*quity* e dívida, possibilitando, assim, a participação da 3R de forma mais competitiva no programa de desinvestimento da Petrobras.

6.3 - Breve Histórico

Na mesma data, os acionistas da 3R aprovaram mais um aumento do capital social na companhia, no montante de R$143.333.333,33 (cento e quarenta e três milhões, trezentos e trinta e três mil, trezentos e trinta e três reais e trinta e três centavos). As ações emitidas no âmbito do referido aumento de capital foram integralmente subscritas e integralizadas pelo Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"), fundo de investimento também gerido pela Starboard, o qual passou a deter 36,56% (trinta e seis vírgula cinquenta e seis por cento) do capital social da 3R.

Em 27 de abril de 2020, a SPE 3R celebrou a escritura de segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, para distribuição pública com esforços restritos, no montante de R$708.071.000,00 (setecentos e oito milhões e setenta e um mil reais) e com data de vencimento em 27 de abril de 2025. Tais debêntures foram integralmente subscritas e integralizadas pelo Banco BTG Pactual S.A., na qualidade de debenturista ("BTG" e "Debêntures 2ª Emissão– SPE 3R").

Com a captação realizada acima, a SPE 3R adquiriu da Petrobras, em 29 de maio de 2020, sete campos de produção terrestre de petróleo no Rio Grande do Norte, no Polo Macau da Bacia Potiguar, quais sejam: Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Porto Carão, Lagoa Aroeira e Sanhaçu.

Em 05 de junho de 2020, a DBO converteu em ações da SPE 3R a totalidade das Debêntures DBO – SPE 3R, passando a compor o quadro acionário da SPE 3R. Assim, a DBO passou a deter uma participação acionária correspondente a 36,43% (trinta e seis vírgula quarenta e três por cento) e a 3R de 63,57% (sessenta e três vírgula cinquenta e sete por cento) do capital social da SPE 3R.

Em 02 de julho de 2020, de modo a instrumentalizar a aquisição do Polo Fazenda Belém (operação ainda sujeita ao cumprimento de condições precedentes), a 3R adquiriu a empresa Esparta RJ Empreendimentos Imobiliários S.A. e alterou a denominação social da referida sociedade para SPE Fazenda Belém S.A. ("SPE Fazenda Belém").

Em 22 de julho de 2020, a 3R recebeu um aporte de capital, realizado pelo FIP 3R, no valor de R$27.160.000,00 (vinte e sete milhões cento e sessenta mil reais).

Ato contínuo, em 23 de julho de 2020, os acionistas da SPE 3R aprovaram o aumento do capital na companhia, no montante de R$27.160.000,00 (vinte e sete milhões cento e sessenta mil reais). As ações emitidas no âmbito do referido aumento de capital serão integralmente subscritas pela 3R até 31 de dezembro de 2020. Em consequência do referido aporte de recursos, a 3R passou a deter 67,29% (sessenta e sete vírgula vinte e nove por cento) do capital social da SPE 3R e, por conseguinte, a DBO passou a deter 32,71% (trinta e dois vírgula setenta e um por cento) do capital social da referida companhia.

Em 03 de agosto de 2020, os acionistas da 3R aprovaram o aumento do capital social na companhia, no montante de R$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais). As ações emitidas no âmbito do referido aumento de capital foram integralmente subscritas e integralizadas pelo FIP Esmeralda. Esse evento resultou na diluição dos demais acionistas em um percentual de 3,40% (três vírgula quatro por cento). Sendo assim, FIP Esmeralda passou a deter 38,718% (trinta e oito vírgula setecentos e dezoito por cento), FIP 3R passou a deter 52,299% (cinquenta e dois vírgula duzentos e noventa e nove por cento) e demais acionistas, 8,983% (oito vírgula novecentos e oitenta e três por cento) de participação no capital social da 3R.

6.3 - Breve Histórico

Em 04 de agosto de 2020, de modo a instrumentalizar a aquisição do Polo Rio Ventura (operação ainda sujeita ao cumprimento de condições precedentes), a 3R adquiriu 100% (cem por cento) das ações de emissão da sociedade Laguna Blanca RJ Administradora de Imóveis S.A. e alterou a denominação social da referida sociedade para SPE Rio Ventura S.A. ("SPE Rio Ventura").

Em 04 de agosto de 2020, os acionistas da 3R aprovaram, dentre outras matérias, a autorização aos Diretores da 3R e/ou procuradores a praticar todos os atos necessários à incorporação da 3R pela Companhia, bem como a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, após a incorporação.

Na mesma data, foram exercidos os contratos de opção de compra de ações de emissão da 3R, celebrados entre Jose Luis Carro, Jorge Ruben Lorenzon e Pedro Miguel Grijalba Vásquez, na qualidade de outorgados, e 3R, na qualidade de outorgante. Como consequência do referido exercício, os outorgados adquiriram, cada um, 688.214 (seiscentos e oitenta e oito mil, duzentos e quatorze) ações ordinárias de emissão da 3R, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se, portanto, acionistas da 3R, com uma participação total de 1,47% (um vírgula quarenta e sete por cento).

Adicionalmente, nos termos do plano de outorga de opção de compra de ações de emissão da 3R para administradores e empregados da 3R e de suas subsidiárias, foram exercidas por Paulo Thiago Arantes de Mendonça, Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva e Yuri Barão Antonio as opções de compra de ações da 3R. Tais opções de compra de ações da 3R foram concedidas a eles, respectivamente, em 12 de fevereiro de 2020, 12 de fevereiro de 2020 e 06 de março de 2020. Como consequência do referido exercício, Paulo Thiago Arantes de Mendonça, Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva e Yuri Barão Antonio adquiriram da 3R, respectivamente, 1.186.813 (um milhão, cento e oitenta e seis mil, oitocentos e treze), 1.019.077 (um milhão, dezenove mil e setenta e sete) e 261.098 (duzentos e sessenta e um mil e noventa e oito) ações ordinárias de emissão da 3R, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionistas da 3R com uma participação total de 1,75% (um vírgula setenta e cinco por cento).

Nos dias 14 e 21 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém e a SPE Rio Ventura, respectivamente, celebraram com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras ("Petrobras") os contratos de compra e venda de ativos e direitos relacionados aos Clusters de Fazenda Belém e Rio Ventura. A implementação de tais operações ainda está sujeita ao cumprimento de determinadas condições suspensivas, dentre as quais destaca-se a aprovação da ANP. Adicionalmente, a 3R celebrou com a Petrobras contratos de garantia corporativa, os quais visam garantir à Petrobras o pagamento dos contratos supramencionados (*Parent Company Guarantee*) celebrados pela SPE Fazenda Belém e a SPE Rio Ventura.

Consoante o disposto nos contratos de compra e venda destacados acima e nos contratos de compra e venda de ativos e direitos relacionados aos Clusters Macau e Pescada-Arabaiana que integram o plano de desinvestimentos de ativos da Petrobras, celebrados respectivamente em 09 de agosto de 2019 e 09 de julho de 2020, a Petrobras deverá indenizar a 3R (ou, após a incorporação, a Companhia), observadas limitações e regras contratuais aplicáveis, no caso de a 3R sofrer danos em decorrência de determinados litígios (já materializados ou iminentes) de natureza civil e/ou ambiental

6.3 - Breve Histórico

Em 25 de setembro de 2020, a XP cedeu e transferiu ao XP Crédito Estruturado 360 Profissional Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado Longo Prazo, inscrito no CNPJ sob o nº 34.081.651/0001-75 ("XP 2"), as Debêntures XP – 3R. Ato contínuo, a XP 2 integralizou cotas do FIP 3R por meio entrega das Debêntures XP – 3R ao FIP 3R. Em virtude da referida operação, a XP 2 passou a ser titular de cotas do FIP 3R e o FIP 3R das Debêntures XP – 3R.

Na mesma data, os acionistas da 3R aprovaram um aumento do capital social na 3R, integralizado pelo FIP 3R mediante a conferência dos créditos decorrentes das Debêntures XP – 3R ao capital social da 3R. Tal transação foi realizado em parte com aumento de capital, com emissão de ações, e outra parte em reserva de capital da 3R, sendo certo que o aumento de capital social não foi relevante a justificar a diluição dos demais acionistas. Em decorrência da referida operação, as Debêntures XP – 3R foram canceladas.

3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia")

A Companhia é uma entidade focada na produção de petróleo e gás nas bacias sedimentares brasileiras. A Companhia foi fundada em 2010 e iniciou suas atividades com foco em ativos em exploração e produção em terra (onshore) e mar (offshore). A Companhia por si mesma ou através de suas subsidiárias participou de diversas rodadas promovidas pela Agência Nacional do Petróleo ("ANP"), nas quais arrematou blocos nas bacias de Barreirinhas, Parnaíba e Recôncavo.Em 2014, a Companhia adquiriu parte das sociedades detidas pela El Paso no Brasil e passou a deter ativos em produção na bacia do Espírito Santo e Potiguar, dentre outros ativos em estágio de desenvolvimento. Entre 2016 e 2019, a Companhia participou de processos de desinvestimento da Petrobras, buscando ampliar seu portfólio com ativos em estágio de produção. Atualmente, a Companhia detém (i) 35% (trinta e cinco por cento) dos direitos da concessão sobre os campos de Pescada, Arabaiana e Dentão ("Polo Pescada"), ativo produtor de gás e condensado na Bacia do Potiguar, (ii) 3 (três) blocos exploratórios, ao quais estão localizados nas Bacias de Barreirinhas, Ceará e Potiguar, que detêm compromissos relativos ao Programa Exploratório Mínimo perante à ANP substancialmente cumpridos (aproximadamente 99,8% - noventa e nove vírgula oito por cento), (iii) a Concessão do Campo de Camarão, na Bacia de Camamu, em fase de desenvolvimento, até que se conclua o AIP, o envio do Plano de Desenvolvimento da reserva compartilhada e inicie a produção no mesmo, e (iv) além dos ativos em processo de devolução à ANP, a saber, PN-T-114, na Bacia de Parnaíba, e o campo de Pinaúna, na bacia de Camamu.

Cabe destacar ainda que a Companhia recebeu também a qualificação da ANP de Operadora "A", habilitando-a a operar em áreas *onshore* e *offshore*, inclusive em blocos e campos no *pré-sal.*

Em 18 fevereiro de 2020, a Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda. ("Ônix"), empresa constituída em 14 de novembro de 2019 e controlada indiretamente pelo Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSFII"), fundo de investimento gerido pela Starboard, concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia detidas pelo Angel Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Angel"), tornando-se a única acionista da Companhia. No supramencionado contrato de compra e venda de ações, caso certas condições sejam implementadas e a Companhia receba determinados benefícios, como por exemplo, restituições de imposto de renda, parcela destes benefícios auferidos pela Companhia será devida ao FIP Angel, como pagamento relativo à aquisição das ações da Companhia.

6.3 - Breve Histórico

Em 30 junho de 2020, os quotistas da Ônix e o acionista da Companhia aprovaram a incorporação reversa da Ônix pela Companhia ("Incorporação Reversa"). Tal operação resultou na redução do capital social da Companhia e teve como objetivo simplificar e otimizar a estrutura societária do grupo, sendo certo que a Companhia sucedeu a Ônix, a título universal, em todos os seus direitos e obrigações. Devido a Incorporação Reversa, eventuais parcelas auferidas pela Companhia serão devidas ao FIP Angel, a título de benefício econômico, nos termos do contrato de compra e venda celebrado entre a Ônix e o FIP Angel.

Em 09 de julho de 2020, OP Pescada Óleo e Gás Ltda. ("OPP"), subsidiária da Companhia, celebrou contrato referente à aquisição de 65% (sessenta e cinco por cento) dos ativos relativos aos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão detidos pela Petrobras, sendo certo que a OPP já detém, atualmente, 35% (trinta e cinco por cento) dos referidos ativos. A aquisição desses 65% de direitos de concessão ainda está sujeita ao cumprimento de determinadas condições suspensivas para a sua efetivação, dentre as quais destacam-se a aprovação da ANP e a obtenção de licença de operação pela OPP.

Em 31 de agosto de 2020, em assembleia geral extraordinária, os acionistas da Companhia aprovaram, dentre outras matérias, (i) a submissão de pedido de registro de emissora de valores mobiliários, categoria "A", perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada, (ii) a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia; e (iii) a submissão do (a) pedido de adesão da Companhia ao segmento especial de governança corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") denominado Novo Mercado ("Novo Mercado"), e (b) pedido de admissão à negociação das ações da Companhia na B3, mediante a celebração com a B3 do Contrato de Participação do Novo Mercado.

Na mesma oportunidade, os acionistas da Companhia aprovaram a conversão das 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações preferenciais de emissão da Companhia em 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações ordinárias de emissão da Companhia, na relação de 1 (uma) ação ordinária por cada ação preferencial, bem como o grupamento da totalidade das ações ordinárias da Companhia na proporção de 36:1. Com exceção da alteração do número de ações de emissão da Companhia, o grupamento não resultou na modificação do valor total do capital social ou dos direitos conferidos pelas ações de emissão da Companhia a seus titulares. O grupamento foi operacionalizado e efetivado de modo a não alterar a participação proporcional dos acionistas no capital social da Companhia, sem afetar quaisquer direitos e vantagens, patrimoniais ou políticos, garantidos pelas ações de emissão da Companhia por eles detida.

Ainda, os acionistas da Companhia autorizaram os Diretores da Companhia e/ou procuradores a praticar todos os atos necessários à implementação da incorporação da 3R pela Companhia, a qual deverá ocorrer após a concessão do registro da oferta, previsto para ocorrer em novembro de 2020. Mediante a referida aprovação, os administradores da Companhia estão autorizados a celebrar todos os atos e documentos necessários para implementar a referida incorporação.

Na mencionada ocasião, os acionistas da Companhia aprovaram, inclusive, a alteração da denominação social da Companhia de Ouro Preto Óleo e Gás S.A. para 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

6.3 - Breve Histórico

Próximos Passos da Reorganização Societária da Companhia e da 3R

Posteriormente à concessão de registro de companhia aberta da Companhia pela CVM, a Companhia irá incorporar a 3R e a sucederá a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos ativos e passivos da 3R para o patrimônio da Companhia. No âmbito do referido ato societário serão emitidas novas ações ordinárias da Companhia, passando os acionistas da 3R a serem acionistas da Companhia, conforme item 15.4 deste Formulário de Referência, bem como será realizado ajuste contábil e societário para refletir os efeitos da Incorporação Reversa, conforme item 17.4 deste Formulário de Referência.

Posteriormente à efetivação da incorporação da 3R pela Companhia, prevista para ser realizada em novembro de 2020, os acionistas da Companhia aprovarão um aumento de capital na Companhia, mediante a emissão de novas ações da Companhia, as quais serão integralmente subscritas pela DBO e integralizadas mediante a conferência das ações detidas pela DBO no capital social da SPE 3R.

Como consequência da referida operação, a DBO receberá ações de emissão da Companhia, representativas de, aproximadamente, 19,2% (dezenove vírgula dois por cento) do capital social da Companhia, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionista da Companhia, e a SPE 3R tornar-se-á subsidiária integral da Companhia. O referido aumento de capital diluirá, proporcionalmente, os atuais acionistas da Companhia, e será precedente à realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia.

Posteriormente à operação acima mencionada, os cotistas do FIP 3R aprovarão a cisão desproporcional do FIP 3R. Como resultado da referida operação, o BTG, na qualidade de cotista do FIP 3R, ou uma afiliada do BTG, passará a ser, após o cumprimento de determinadas condições precedentes, acionista da Companhia. Tal operação será realizada logo após a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia. A participação acionária do BTG antes da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia corresponderá a 6,555% (seis vírgula quinhentos e cinquenta e cinco por cento), a qual, no momento da cisão, será proporcionalmente reduzida com a emissão das ações ordinárias emitidas na oferta pública.

6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a data deste Formulário de Referência, não houve pedido de falência, de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6.6 - Outras Informações Relevantes

6.6 - Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 6.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Visão Geral 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., anteriormente denominada Ouro Preto Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), é uma empresa do setor de óleo e gás cujo foco é o redesenvolvimento de campos maduros em produção localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*). "***R**edesenvolver*, ***R**evitalizar* e ***R**epensar*" são os pilares que norteiam sua estratégia de incremento de produção e reservas em campos maduros e que subsidiam a meta de a tornar uma grande companhia petrolífera privada e independente, com escala no Brasil e na América Latina. O plano de negócios da Companhia é baseado em crescimento orgânico, por meio do redesenvolvimento do portfólio atual, e em crescimento inorgânico, por meio de oportunidades de aquisição atreladas ao amplo plano de desinvestimento de ativos maduros em curso executado pela Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras").

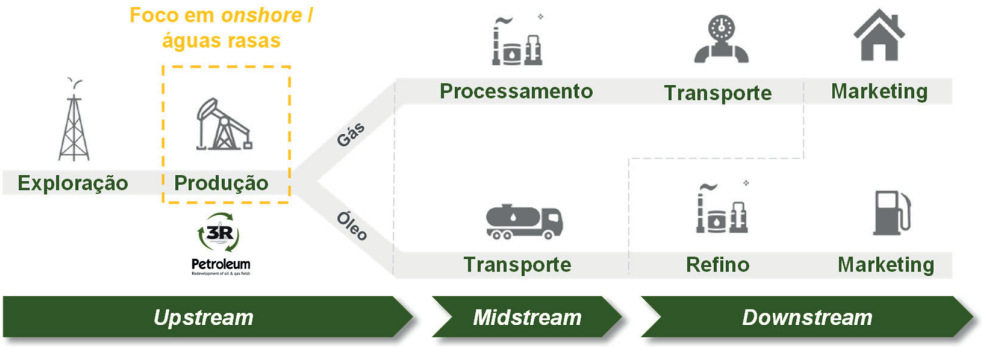
A Companhia tem por objeto social: (a) explorar, produzir e comercializar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP ("ANP") tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos; e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

Em 2014, a Companhia adquiriu parte das sociedades detidas pela El Paso no Brasil e passou a deter ativos em produção nas bacias do Espírito Santo e do Potiguar, dentre outros ativos em estágio de desenvolvimento. Entre 2016 e 2019, a Companhia participou ativamente de processos de desinvestimento da Petrobras, buscando ampliar seu portfólio com ativos em estágio de produção. Atualmente, a Companhia detém (i) 35% (trinta e cinco por cento) dos direitos da concessão sobre os campos de Pescada, Arabaiana e Dentão ("Polo Pescada"), ativo produtor de gás e óleo condensado na Bacia do Potiguar, (ii) 3 (três) blocos exploratórios, com compromissos relativos ao Programa Exploratório Mínimo perante à ANP substancialmente cumpridos (aproximadamente 99,8% - noventa e nove vírgula oito por cento), localizados nas Bacias de Barreirinhas, Ceará e Potiguar, (iii) a Concessão do Campo de Camarão, na Bacia de Camamu, em fase de desenvolvimento e (iv) ainda ativos que se encontram em processo de devolução perante a ANP: PN-T-114, na Bacia de Parnaíba, e o campo de Pinauna, na bacia de Camamu.

Cabe destacar que a Companhia detém a qualificação de Operadora "A" perante a ANP, um forte diferencial estratégico que nos habilita a operar campos de óleo e gás em áreas terrestres (*onshore*) e em mar (*offshore*), inclusive em águas profundas e ultra profundas, como os do pré-sal, por exemplo.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

No entanto, o plano de negócios da Companhia permanece focado em campos maduros, visando capturar aquisições oportunísticas de ativos: (i) em produção; (ii) com reservas provadas que podem ser certificadas; (iii) com capacidade de incremento de produção a partir de investimentos com *payback*[2] acelerado; (iv) com infraestrutura logística facilitada; e (v) que apresentem custos de extração (*lifting cost*) consideravelmente menores quando comparados a outros empresas (*players*) locais que operam em águas profundas (*offshore*). A Companhia não contempla em seu plano de negócios investir em projetos em fase de exploração. O gráfico abaixo ilustra como a sua operação se situa na cadeia de produção da indústria de óleo e gás.



Conforme realçado pela Petrobras em diversos comunicados ao mercado, a venda de ativos localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*) está alinhada à sua estratégia de otimização de portfólio, passando a concentrar cada vez mais os seus recursos em águas profundas e ultra profundas (*offshore*), onde a Petrobras tem demonstrado grande diferencial competitivo ao longo dos anos. Desde que declarou comercialidade dos primeiros campos do pré-sal[3], a Petrobras concentra seus recursos financeiros, intelectuais e tecnológicos para ampliar sua capacidade em desenvolver projetos de alta produtividade em tais ativos. Em paralelo, observa-se nesse mesmo período um declínio acelerado na produção dos campos em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*), reflexo dos baixos ou inexistentes planos de investimentos em tais ativos.

Vale realçar que a Petrobras ainda detém aproximadamente 74,5% de participação (*market share)* da produção em terra (*onshore*) do Brasil (dados da ANP, em 30 de junho de 2020) e anunciou que manterá seu plano de desinvestimento acelerado ao longo dos próximos meses. Nesse contexto, nos posicionamos como uma empresa (*player*) estratégica para nos consolidarmos como uma empresa pioneira (*first-mover*) neste nicho promissor do setor de Exploração & Produção, com destaque para nossa equipe técnica, devidamente qualificada e que participou de diversos projetos (*cases*) de sucesso na revitalização de campos maduros na América latina.

[2] Indicador do tempo de retorno de um investimento e um método de tomada de decisões que considera o tempo para obtenção dos valores e o montante que deverá ser retirado dos caixas.
[3] Camada pré-sal refere-se a uma camada de rochas formadas preferencialmente por rochas carbonáticas, localizada abaixo de uma camada de sal.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Breve resumo societário

Em 18 fevereiro de 2020, a Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda. ("Ônix"), empresa constituída em 14 de novembro de 2019, e controlada indiretamente pelo Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSFII"), fundo de investimento gerido pela Starboard Asset Ltda. ("Starboard"), concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia detidas pelo Angel Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, tornando-se a única acionista da Companhia.

Em 30 junho de 2020, os quotistas da Ônix e os acionistas da Companhia aprovaram a incorporação reversa da Ônix pela Companhia ("Incorporação Reversa"). Tal operação resultou na redução do capital social da Companhia e teve como objetivo simplificar e otimizar a estrutura societária do grupo, sendo certo que a Companhia sucedeu a Ônix, a título universal, em todos os seus direitos e obrigações.

Em 09 de julho de 2020, OP Pescada Óleo e Gás Ltda. ("OPP"), subsidiária da Companhia, celebrou contrato referente à aquisição de 65% (sessenta e cinco por cento) dos direitos de concessão relativos aos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão detidos pela Petrobras, sendo certo que a OPP já detém, atualmente, 35% (trinta e cinco por cento) dos referidos ativos. A aquisição ainda está sujeita ao cumprimento de determinadas condições suspensivas para a sua efetivação, dentre as quais destacam-se a aprovação da ANP e a transferência da licença de operação.

Breve histórico dos Ativos

Polo Pescada

A Companhia detém atualmente 35% (trinta e cinco por cento) dos direitos de concessão do Polo Pescada por meio de um *Joint Operation Agreement* (JOA) com a Petrobras, sendo esta detentora dos 65% remanescentes.

Em julho de 2020, a Companhia assinou um Contrato de Compra e Venda de Ativos com a Petrobras para a aquisição dos 65% de participação remanescente do ativo. A transação contempla o pagamento de um valor total (*consideration*) de US$1,5 milhões, sendo US$300 mil que já foram pagos na assinatura do contrato e US$1,2 milhão a serem pagos no fechamento, valor este a ser deduzido ou acrescido da geração de caixa do ativo desde 01 de janeiro de 2020, conforme previsto no contrato. A expectativa é que o fechamento da transação aconteça ao longo do ano de 2021, após o cumprimento de condições precedentes, sendo a aprovação da ANP a principal delas.

As condições comerciais de venda do gás e óleo de Pescada e Arabaiana são atrativas e tornam o ativo resiliente. Em 2019, a venda do gás representou 70,3% (setenta por cento) da receita do Polo Pescada, enquanto no primeiro semestre de 2020 representou 82,12% da receita. O contrato de compra e venda de gás que a OPP firmou com a Petrobras na qualidade de compradora de gás extraído de Pescada e Arabaiana, possui preço fixo, de modo que a receita da Companhia relacionada ao gás independe da variação do preço do petróleo. Isso mitiga riscos de mercado e protege a geração de caixa da Companhia.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

A tabela abaixo demonstra a geração de caixa da parcela de 35% do Polo Pescada (atualmente detido pela Companhia por meio da OPP), ao longo de 2019, e no segundo trimestre de 2020:

Item	(Em milhares reais)	2019	2T20 3 meses findos em 30.06.2020
	35% de Pescada & Arabaiana		
	Produção (boe/d)	547	531
	Óleo (k bbl)	39.035	7.800
	Óleo (bbl/d)	107	87
	Gás (k m3)	25.558	6.365
	Gás (m3/d)	70	71
A	Receita bruta	41.353	11.553
	Óleo	12.281	1.488
	Gás	29.072	10.065
B	Impostos e deduções	-8.953	-2.501
C	Royalties	-2.905	-802
A+B+C=D	Receita líquida	29.495	8.250
E	OPEX	-13.126	-4.471
	Aluguel de área	0	-92
	Custos/Despesas Operacionais	-8.330	-2.603
	Depreciação & Amortização	-4.796	-1.776
F	**F=D+E**	**16.369**	**3.779**
G	(+) Depreciação & Amortização	4,796	1.776
H	**H=F+G**	**21.165**	**5.555**
H/D	*Margem (%)*	*71,8%*	*67,3%*

Nota: Referente às notas explicativas 28 e 29 da Demonstração financeira do triênio e às notas explicativas 24 e 25 das Demonstrações financeiras com encerramento em 30 de junho de 2020

Para a participação de 35% sobre os direitos da concessão do Polo Pescada, a OPP possui um contrato de venda de gás em vigor, que não está atrelado a variações do preço de petróleo, e possui vigência até 2025, atual prazo de concessão do Polo Pescada.

A comparação da receita de gás de 2019 com a receita de gás do primeiro semestre de 2020 demonstra que esta não sofreu grande variação, mesmo com as elevadas oscilações no preço do petróleo entre os períodos. A variação de receita do gás está sujeita apenas à variação de produção, que sofre um declínio natural a cada ano. Por outro lado, a receita do óleo sofreu maior variação e representou 17,8% da receita total do ativo para o trimestre findo em 30 de junho de 2020. A administração enxerga no ativo resiliência e capacidade de geração de caixa, mesmo em cenários de baixos preços de petróleo.

Já o contrato de venda de gás relativo aos 65% de Pescada e Arabaiana não é fixo, estando atrelado a variações no preço de petróleo. Tal contrato tem prazo de vigência até dezembro de 2024, porém a Companhia detém a faculdade de rescindir o instrumento a qualquer momento, por meio da cláusula de rescisão imotivada. Para tanto, é necessário apenas notificar a outra parte com 90 dias de antecedência. A administração da companhia está buscando, desde já, alternativas para monetizar a venda do gás a preços mais atrativos no mercado.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Despesas gerais e administrativas da Companhia

- A Ônix, indiretamente controlada pelo SSFII, fundo de *private equity* gerido pela Starboard, firmou contrato de aquisição da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. (antiga denominação da Companhia) em 12 de dezembro de 2019 e a operação foi concluída em 18 de fevereiro de 2020. Desde então, a Starboard orientou a Administração da Companhia a conduzir um plano de redução de suas despesas gerais e administrativas. As principais medidas tomadas foram:
- Análise das funções desempenhadas por cada funcionário e realocação de funcionários entre áreas, buscando um organograma eficiente;
- Redução no número de funcionários, adequando-a à geração de caixa da companhia;
- Renegociação dos contratos com os principais fornecedores;
- Rígido controle de gastos administrativos, incluindo despesas de escritório, despesas com viagens, dentre outros.

(Em mil reais)	2T19	2T20	AV (%) - 2T
Salários, encargos, honorários e benefícios	(3,137)	(1,836)	(41.5%)
Bônus a funcionários	(9)	0	(100.0%)
Aluguel e manutenção escritório	(4)	(57)	1325.0%
Serviços prestados por terceiros	(1,043)	(743)	(28.8%)
Outros (seguros, viagem, transporte)	(858)	(194)	(77.4%)
Depreciação & Amortização	(480)	(110)	(77.1%)
Provisão de contingência	0	(1,597)	-
Despesas gerais e administrativas	**(5,531)**	**(4,537)**	**(18.0%)**

Tal iniciativa do novo controlador resultou em reduções significativas das despesas, as quais ficam evidenciadas ao analisar as variações entre o segundo trimestre de 2019 e segundo trimestre de 2020.

A tabela acima demonstra que houve uma redução de 42% (quarenta e dois por cento) entre o segundo trimestre de 2019 e o mesmo período de 2020 na linha de salários, encargos, honorários e benefícios. Tal redução é decorrente da redução do quadro de funcionários e da realocação de funcionários entre áreas.

Reorganização societária da Companhia

Em 03 de agosto de 2020, o SSFII, controlador indireto da Companhia, deliberou, por meio de consultas formais aos seus cotistas, pela implementação de uma Reorganização Societária, a qual contempla a incorporação da 3R Petroleum e Participações S.A. pela Companhia, a qual ocorrerá após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta pela CVM ("IPO"), conforme descrito na seção 7.9, bem como nos itens 6.3 e 15.7 e 15.8 deste Formulário de Referência.

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista

Item não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

(a) Produtos e serviços comercializados

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") é uma sociedade holding cujos investimentos estão focados no setor de produção e comercialização de óleo e gás. Suas receitas operacionais são oriundas de vendas de óleo e gás.

As receitas descritas na tabela 7.2.b abaixo referem-se somente às informações financeiras da Companhia.

(b) Receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor

	Período de seis meses findo em		Exercício social findo em 31 de dezembro de					
	30/06/2020		2019		2018		2017	
(em R$ milhares, exceto %)	(R$ mil)	% do total	(R$ mil)	% do total	(R$ mil)	% do total	(R$ mil)	% do total
Receita E&P	**17.252**	46,22%	32.400	100%	33.689	100%	34.831	100%

(c) Lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor

A Companhia atua apenas no segmento de exploração e produção de óleo e gás, o qual foi responsável por 100% do lucro da Companhia nos anos de 2017, 2018 e 2019, bem como para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(a) Características do Processo de Produção

As atividades referentes ao setor de exploração e produção ("E&P") de petróleo se iniciam na fase de exploração, por meio de pesquisas geológicas por meio de sísmica e perfuração de poços exploratórios. Após a realização de tais atividade, em caso de descoberta de uma reserva de petróleo, inicia-se a fase de avaliação da descoberta, que pode resultar em declaração de comercialidade ou ser declarada descoberta subcomercial, quando não há volume que possa ser monetizado e a área de exploração é devolvida à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP").

Em caso de declaração de comercialidade, inicia-se a fase de desenvolvimento da produção, na qual são projetados e instalados os equipamentos e sistemas necessários para extração, escoamento e tratamento dos fluidos produzidos. Essa é a fase em que a operadora recupera o investimento feito durante as fases de exploração e faz a gestão dos reservatórios com o objetivo de se extrair o máximo possível de petróleo e gás de maneira economicamente viável. Os campos maduros de óleo e gás por definição são aqueles em que a produção já atingiu um pico histórico e está em fase de declínio, mas que podem apresentar oportunidades de redesenvolvimento com a aplicação de técnicas de recuperação secundária ou otimizando a forma de operar tais campos.

O modelo de negócio e a estratégia da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") consiste em adquirir e produzir petróleo em campos maduros, que se encontram em produção em escala comercial e que apresentam oportunidades de incremento de produção por meio do aumento do fator de recuperação. Dessa forma, há uma redução significativa de riscos atrelados à fase de exploração, pois se tratam de campos em que já houve a declaração de comercialidade e seus reservatórios estão em produção há pelo menos duas décadas.

Tal aumento do fator de recuperação é alcançado a partir da aplicação de diversas técnicas de redesenvolvimento, tais como (i) reativação de poços fechados por falta de manutenção corretiva, (ii) intervenção em poços existentes para abertura de novas zonas de produção em reservatórios existentes e fechamento de zonas em reservatório com produção excessiva de água ("atividades de workover"), (iii) substituição de bombas ou outros métodos de elevação artificial, (iv) perfuração de novos poços entre poços existentes ("infill drilling") e (v) injeção de fluidos para manutenção ou incremento de pressão nos reservatórios.

- ***Polo Pescada-Arabaiana*:**

Os campos de Pescada, Arabaiana e Dentão ("Polo Pescada") estão localizados na costa do Estado do Rio Grande do Norte, na Bacia Potiguar, a 31km da costa do município de Areia Branca, em lâmina d'água média de 25 m de profundidade. O campo de Pescada foi descoberto em 1980 e iniciou sua produção em maio de 1999, enquanto o campo de Arabaiana foi descoberto em 1986 e iniciou sua produção em agosto de 2002. O prazo de vigência da concessão expira em 2025, porém a Companhia acredita que reune todas as condições para cumprir com todos os requisitos necessários para obter a extensão desse contrato de concessão por mais 27 anos. Atualmente, o campo de Dentão encontra-se inativo.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

A Companhia atualmente detém 35% de participação nestes campos e assinou em 9 de julho de 2020 o contrato de compra e venda dos 65% de participação restantes detidos pela Petrobras, incluindo a operação do campo. Este processo está sujeito a aprovações dos órgãos competentes (CADE, ANP, IBAMA) e, caso aprovado, deve ser concluído até o terceiro trimestre de 2021. Cabe ressaltar, que a partir de 01 de janeiro de 2020, apesar da Petrobras ainda ser a operadora, a Companhia já tem o direito sobre a geração de caixa referente aos 65% dos campos do Polo Pescada, sendo tais recursos abatidos do preço de compra a ser pago à Petrobras quando do fechamento da operação.

Os campos de Pescada e Arabaiana possuem 4 (quatro) plataformas fixas do tipo jaqueta e 7 (sete) poços de gás condensado em produção, sendo 6 (seis) em Pescada e 1 (um) em Arabaiana, estando todos os sete poços em operação. No campo de Pescada está a plataforma central PPE-1A, que é responsável por coletar, testar e direcionar toda a produção das plataformas satélites do próprio campo e de Arabaiana. As plataformas satélites são interligadas à PPE-1A através de dutos submarinos.

A plataforma PPE-1B é conjugada à central de Pescada e interligada através de passarela e possui 5 (cinco) poços: (i) PE-01; (ii) PE-02; (iii) PE-03; (iv) RNS-84 e (v) RNS-88. A plataforma satélite (PPE-02), distante 2,3km da PPE-1A, contém o poço RNS-85, que envia toda a sua produção à central através de um duto de 6". No campo de Arabaiana está a plataforma PARB-01, com o poço RNS-120. Distante 10,8km da PPE-1A, interliga-se com ela através de um duto submarino de 8". Todos os poços de Pescada e Arabaiana utilizam árvore de natal seca.

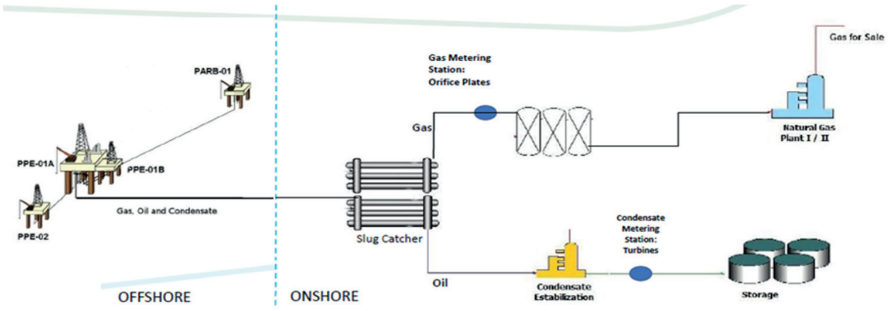


Figura 1 - Esquema de produção: Pescada e Arabaiana

Ainda na plataforma central de Pescada (PPE-1A), há um vaso separador de testes no qual é possível fazer a separação líquido/gás e a medição dos fluidos produzidos pelos poços. Apesar de a plataforma PPE-1A possuir estrutura de alojamento para 26 pessoas, todas as plataformas operam de forma remota e encontram-se desabitadas e automatizadas.

Após o fechamento da compra dos 65% do ativo hoje pertencentes à Petrobras, que a Companhia acredita que irá ocorrer ao longo do 2021, a Companhia assumirá a operação e vislumbra um potencial de redução de custos operacionais através de possíveis ganhos de eficiência, negociação de contratos com fornecedores e potenciais sinergias pela sua proximidade do Polo Macau. Além da redução de custos, a Companhia tem como estratégia para aumento da produção e das reservas a partir da abertura de novas zonas produtoras e a perfuração de um novo poço.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

(b) Características do processo de distribuição

***Produção de Óleo e Gás do Polo Pescada-Arabaiana*:**

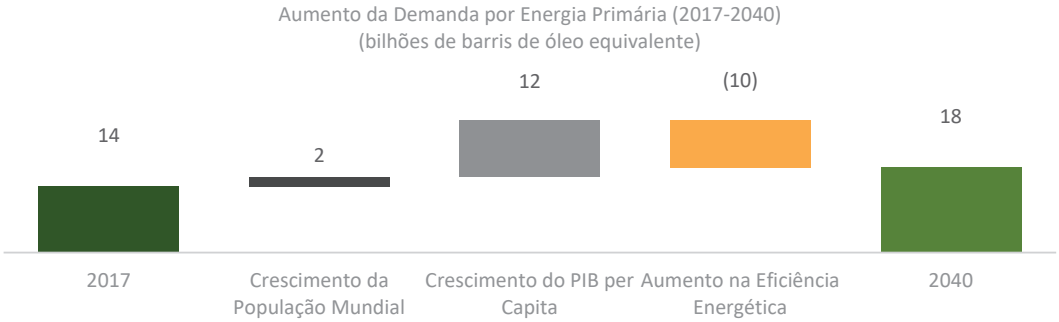
A produção de gás e condensado dos campos do Polo Pescada-Arabaiana escoam para a Plataforma Central do Campo de Pescada PPE-1A e de lá são enviadas diretamente para tratamento no ativo industrial de Guamaré/RN através de um duto submarino de 26" x 73km de comprimento, em fluxo multifásico, que interliga a plataforma central PPE-1A e a planta industrial *onshore*. O fluxo de gás e óleo condensado proveniente dos poços é contínuo sendo escoado via duto multifásico de 26".

Ao chegar nas instalações industriais de Guamaré, a produção é coletada em um vaso separador de gás *(slug catcher)* e posteriormente segue para as etapas de: separação do gás, condensado e água; tratamento do gás; estabilização do condensado e redução do BS&W. Após todas estas etapas, a produção de gás é registrada na estação de medição fiscal por placa de orifício e o condensado é registrado através de medidor tipo turbina, em bateladas diárias.

(c) Características dos mercados de atuação, em especial: (i) participação em cada um dos mercados; e (ii) condições de competição nos mercados

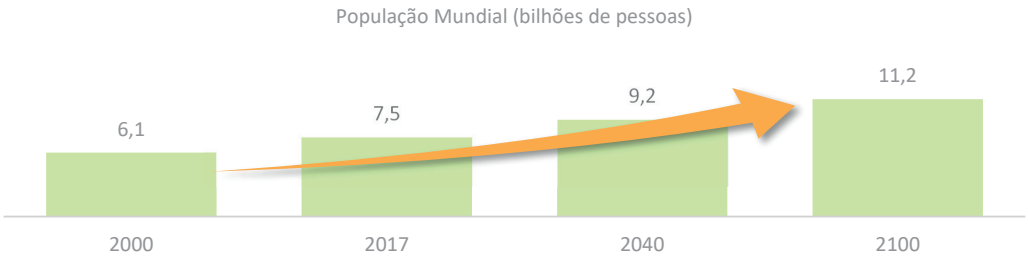
Setor Mundial de Petróleo e Gás Natural

Estima-se que a demanda primária por energia no mundo cresça 29% entre 2017 e 2040, principalmente incentivada pela expansão acelerada da população mundial e pelo crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) per capita mundial. De acordo com o relatório BP Statistical Review of World Energy de 2019, a população mundial deve atingir a marca de 9,2 bilhões de pessoas em 2040, um crescimento de 22% em relação a 2017. Esse crescimento, aliado ao incremento do PIB per capita mundial, deverá superar os efeitos do aumento na eficiência energética, impulsionando a demanda primária energética mundial de 14 em 2017 para 18 bilhões de barris de óleo equivalente em 2040.



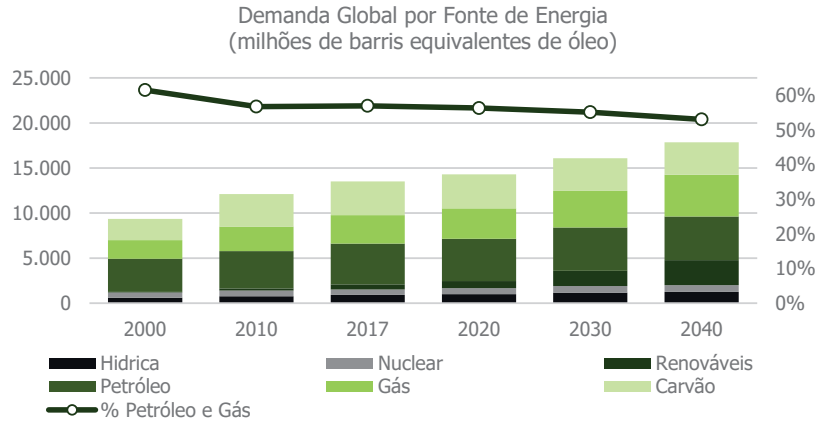
Fonte: BP Energy Outlook 2019

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



Fonte: BP Energy Outlook 2019

O petróleo e gás natural são fontes de energia com alta representatividade na matriz energética mundial, somando mais de 57% do consumo mundial de energia em 2019, de acordo com o Relatório BP Statistical Review of World Energy 2020. Em 2019, a demanda por petróleo cresceu em 0,9 milhões de barris por dia, ou 0,9%, enquanto a demanda por combustíveis líquidos, incluindo biocombustíveis, cresceu em 1,1 milhão de barris por dia, ultrapassando a marca de 100 milhões de barris por dia pela primeira vez. O crescimento da demanda por petróleo foi principalmente influenciado pela China (680 mil barris por dia) e outras economias emergentes, enquanto países da OCDE apresentaram queda na demanda diária (queda de 290 mil barris por dia).



Fonte: BP Energy Outlook 2019

Em 2019, a produção mundial da *commodity* caiu 60 mil barris por dia. O forte crescimento na produção dos Estados Unidos (1,7 milhão de barris por dia), impulsionado pelo desenvolvimento de campos não convencionais, foi superado pela queda na produção da OPEP (queda de 2 milhões de barris por dia). Na OPEP, as principais quedas foram: 1,3 milhão de barris por dia no Irã, 560 mil barris por dia na Venezuela e 430 mil barris por dia na Arábia Saudita.

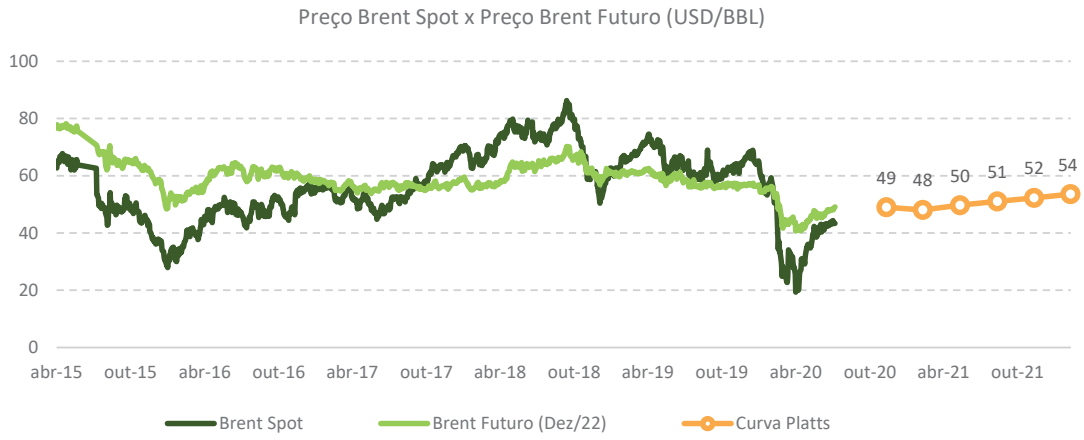
A demanda por gás natural cresceu 2% em 2019, um crescimento inferior ao de 2018 (5,3%), o que representou um crescimento de 78 bilhões de m^3. Tal crescimento foi principalmente proporcionado pela

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

demanda dos Estados Unidos, que apresentou crescimento de 27 bilhões de m^3, e da China, que cresceu 24 bilhões de m^3.

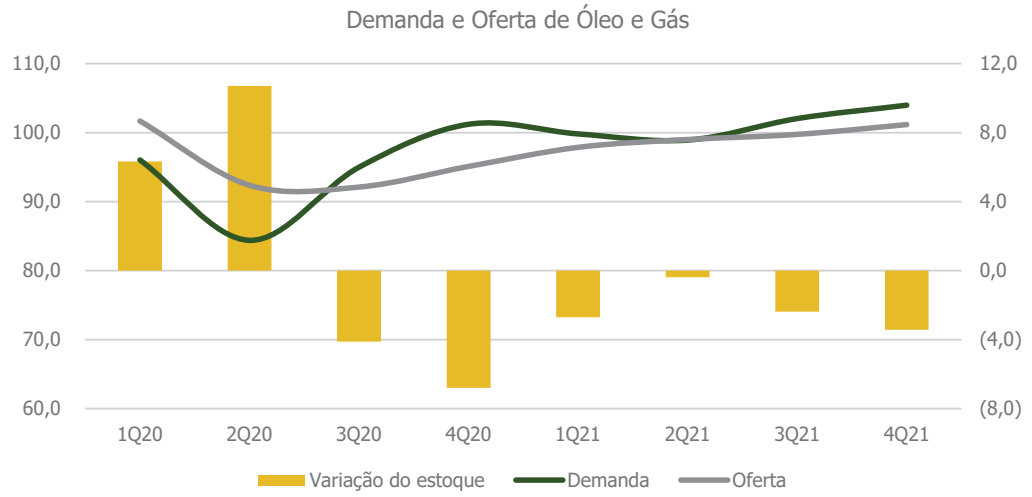
Nesse mesmo ano, a produção de gás natural foi elevada em 132 bilhões de m^3, representando um crescimento de 3,4%, superando o crescimento da demanda. A produção adicional dos Estados Unidos representou quase dois terços do crescimento global, com um crescimento de volume de 85 bilhões de m^3.

Mesmo com a crescente competição de fontes de energia renováveis, o petróleo e gás natural devem se manter fontes altamente representativas na matriz energética mundial por décadas. Até 2040, estima-se que os hidrocarbonetos passem a representar 53% da demanda global de energia. Isso se dá principalmente pelo fato de que a substituição do petróleo e gás por fontes renováveis ainda é muito limitada. Um bom exemplo é o mercado automobilístico global, onde 5 milhões de veículos são elétricos, enquanto 1,4 bilhão de veículos ainda são movidos à gasolina.



Fonte: EIA Short-term Energy Outlook, Platts Analytics e Bloomberg em 28 de julho de 2020

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



Fonte: S&P Global Platts Analytics

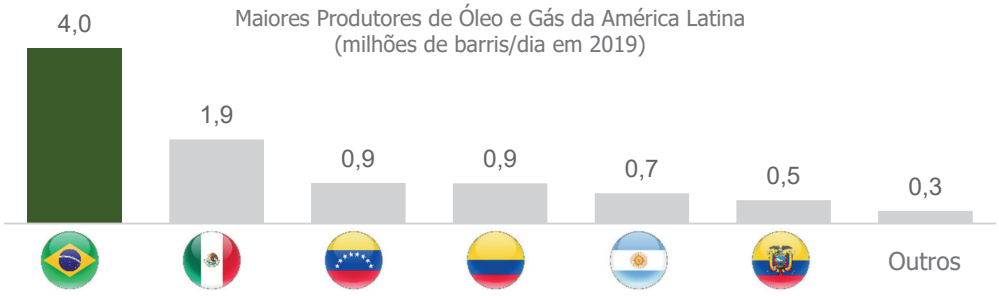
Nos primeiros meses de 2020, a indústria de petróleo e gás natural foi fortemente impactada pelos efeitos combinados da pandemia do novo coronavírus (COVID-19) e a disputa entre a Arábia Saudita e Rússia, causando forte queda dos preços. Nesse contexto, o petróleo Brent atingiu um preço inferior a US$20 (vinte dólares) por barril em abril, muito abaixo do nível apresentado em janeiro, acima de 60 dólares por barril.

Apesar dos impactos de curto prazo, espera-se uma recuperação significativa dos preços do petróleo a partir do 4º trimestre de 2020. De acordo com a cotação atual dos contratos futuros do Brent Crude, os preços superam US$ 45 por barril até o final de 2020. Espera-se ainda que a demanda por petróleo e gás natural apresente recuperação a partir do 3º trimestre de 2020, com aceleração ainda mais forte no 4º trimestre, atingindo níveis sustentáveis no longo prazo próximo aos preços de Brent anteriores à crise.

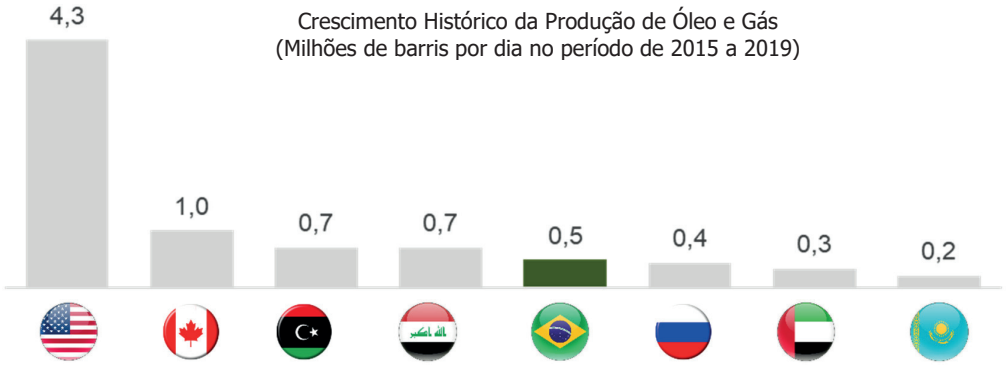
O Setor Brasileiro de Petróleo e Gás Natural

O Brasil é hoje o maior produtor de óleo e gás da América Latina, com uma produção superior a 4 milhões de barris por dia (2019). Na última década, destaca-se o aumento significativo de reservas e produção em campos *offshore* de camadas do pré-sal, representando cerca de 70% da produção nacional. Os outros 30% são produzidos em campos *offshore* do pós-sal, águas rasas e em campos terrestres (*onshore*). Entre 2015 e 2019, o país apresentou um dos maiores crescimentos da produção de hidrocarbonetos no mundo.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



Fonte: US Energy Information Administration ("EIA") e ANP.



Fonte: EIA e ANP

De acordo com o Relatório BP Statistical Review of World Energy 2020, a demanda brasileira por energia cresceu 2,2% em 2019, acima do crescimento mundial de 1,3%, o que pode ser explicado por uma convergência do consumo de energia per capita no Brasil para a média global. A demanda por todas as fontes aumentou, entretanto, a maior parte do crescimento foi relacionada ao crescimento das energias renováveis (crescimento de 175% em relação a 2018, incluindo biocombustíveis), petróleo (crescimento de 39%) e gás natural (crescimento de 114%).

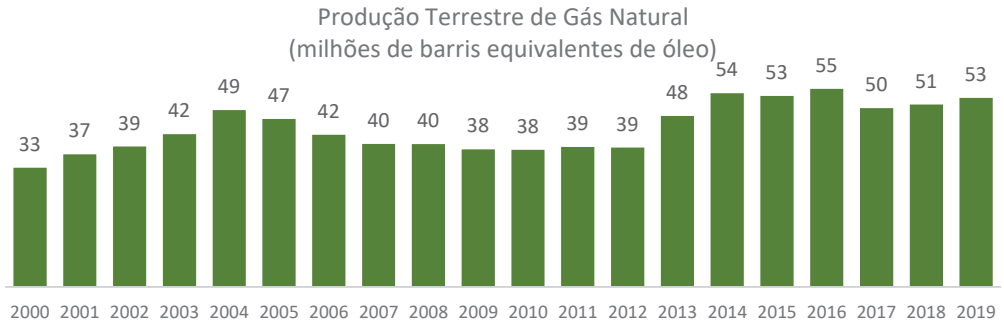
Ainda, de acordo com o "Relatório BP Energy Outlook 2019: *Insights from the evolving transition scenario - Brazil*", o Brasil será responsável por 23% do crescimento da produção mundial de petróleo entre 2017 e 2040, atingindo cerca de 5 milhões de barris de óleo (70% superior à produção de 2017) e 63 bilhões de m³ de gás (mais que o dobro da produção em 2017) em 2040. Quanto ao *mix* de energia, espera-se que o óleo reduza sua participação de 40% para 34% nesse mesmo período, embora o gás deva aumentar de 11% para 15%. O maior aumento de participação na matriz energética esperado entre 2017 e 2040 é atrelado às fontes renováveis (de 14% para 23%).

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Em 28/08/2020, o valor de mercado de todas as empresas públicas na Bovespa era de aproximadamente USD750 bilhões. Desse valor de mercado, aproximadamente USD107 Bilhões pertenciam a 22 empresas do setor de energia no país[1], sendo que apenas 3 empresas são focadas na Exploração e Produção de Óleo e Gás, que são Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobrás"), Enauta e Petrorio – estas com um valor de mercado de aproximadamente USD54 Bilhões.

Novo Mercado de Gás

O Brasil possui, ainda, uma legislação favorável para companhias privadas atuando no mercado de gás natural. O programa do Novo Mercado de Gás, lançado em 2019, possui diversos objetivos como a redução de barreiras tarifárias, o destravamento de investimentos na cadeia de valor, a melhoria da legislação no setor, a integração entre o setor da energia elétrica e o setor industrial e aumento da competição no mercado de gás natural e a atração de novos entrantes. Espera-se que essa mudança tenha um impacto significativo no panorama do setor, com potenciais efeitos na produção terrestre de gás natural.



Fonte: ANP

Processo de Desinvestimento da Petrobras

O mercado de exploração de petróleo e gás natural no Brasil foi tradicionalmente caracterizado pela presença de poucos competidores com campos em águas rasas ou terrestres (*onshore),* e a produção como um todo fortemente concentrada na Petrobras. Todavia, desde que declarou comercialidade dos primeiros campos do pré-sal, a Petrobras passou a concentrar seus recursos, tanto financeiros como intelectuais e tecnológicos, para ampliar sua capacidade para desenvolver projetos de alta produtividade em tais ativos. Em paralelo, a Petrobras deu início a um processo de desinvestimento de ativos em águas rasas ou terrestres *(onshore)*, criando espaço para novos competidores entrarem nesses mercados.

Mercado de Atuação da Companhia

A Companhia é uma *holding* que consolida investimentos em campos de petróleo e gás e tem por objetivo revitalizar campos maduros localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*).

[1] Petrobrás, Enauta, Petrorio, EDP, AES Tiête. Equatorial Energia, Eletrobrás, Neoenergia, Omega, CESP, BR Distribuidora, Cemig, Cteep, Engie, Eneva, Alupar, Ultra, Taesa, Energisa, CPFL, Light e Copel.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

"*Redesenvolver, Revitalizar e Repensar*" são os pilares que norteiam nossas estratégias de revitalização e incremento de produção em campos maduros.

O plano de crescimento da Companhia baseia-se em crescimento orgânico, por meio do redesenvolvimento de seu portfólio atual, e em crescimento inorgânico, por meio de oportunidades atreladas ao amplo plano de desinvestimento de ativos em curso pela Petrobras (incluindo ativos com relação aos quais contratos de compra e venda foram recentemente celebrados com a Petrobras).

Nossa agenda de investimentos permanece focada em capturar aquisições oportunísticas de ativos *(i)* em produção, *(ii)* com reservas provadas que podem ser certificadas (com riscos exploratórios extremamente reduzidos), *(iii)* com capacidade de incremento de produção a partir de investimentos com *payback* acelerado, *(iv)* com infraestrutura logística facilitada e *(v)* que apresentem custos de extração (*lifting cost*) consideravelmente menores quando comparados aos *peers* locais que operam em águas profundas.

Não contemplamos em nosso plano de negócios investir em projetos em fase de exploração e por isso não nos inscrevemos em processos competitivos de direitos em blocos exploratórios que poderiam ser adquiridos diretamente da ANP.

Condições de Competição nos Mercados

A Petrobras permanece sendo a maior empresa na indústria brasileira de petróleo e gás natural. Outros participantes importantes além da Companhia, incluem Shell, Repsol, Petrogal, Equinor, Sinopec, Eneva e Chevron. Considerando o foco da companhia na exploração de campos terrestres e em águas rasas, a Companhia entende possuir um posicionamento único e estratégico no setor.

Após o final do monopólio da Petrobras sobre as atividades de extração e produção, particularmente nas últimas rodadas de licitação da ANP e com os recentes desinvestimentos realizados pela estatal, a indústria de petróleo e gás natural atraiu um número significativo de novos concorrentes para o Brasil. O panorama competitivo criado pela Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, apresentou oportunidades para que pequenos concorrentes adentrassem o mercado brasileiro de extração e produção, principalmente em áreas terrestres, dado que demandam menos capital.

A Petrobras vem conduzindo nos últimos dois anos um processo de desinvestimento de ativos não essenciais para seu negócio, que inclui uma série de refinarias e campos de exploração. Os desinvestimentos da Petrobras somados aos esforços da ANP para diversificar e atrair novos competidores para o Brasil tem implicado em uma maior diversificação dos competidores.

7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

(a) Montante total de receitas provenientes do cliente

No período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 e no exercício social de 31 de dezembro de 2019, a Petrobras representou 100% do total da receita líquida da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia").

A Companhia possui um contrato com a Petrobras para a venda de 100% da produção de gás referente a sua participação na produção de Pescada-Arabaiana (35%) que estabelece preço fixo e possui vigência até 31 de dezembro de 2021, sendo renovável por mais 5 anos após consenso de preço.

Com a conclusão da aquisição dos remanescentes 65% de Pescada-Arabaiana, entrará em vigor o contrato de venda de gás com vigência até dezembro de 2024 com a obrigação do cliente em comprar os respectivos 65% da produção de gás, podendo ser resilido apenas pela Companhia mediante aviso prévio de 90 dias.

(b) Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Os segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes dos clientes acima identificados são venda de óleo e gás.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Ambiente Regulatório

Constituição Federal

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 ("CF/88"), em seu artigo 177, reservou à União o monopólio sobre a prospecção, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, recursos de gás natural e demais depósitos de hidrocarbonetos fluidos, assim como sobre o refino, a importação, a exportação e o transporte marítimo ou por dutos de petróleo cru, produtos derivados do petróleo e gás natural. Quando da sua promulgação, o parágrafo primeiro do artigo 177 da CF/88 proibia a cessão ou a concessão para a iniciativa privada de qualquer tipo de atividade envolvendo a exploração de petróleo ou gás natural.

Em 10 de novembro de 1995, contudo, o Congresso Nacional aprovou a Emenda Constitucional nº 9, que alterou o referido parágrafo primeiro do artigo 177, de modo a permitir que o Governo Federal contratasse com sociedades privadas ou estatais para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (*upstream*), bem como do refino, distribuição e venda de derivados (*downstream*), observadas as condições estabelecidas na legislação.

Lei do Petróleo

A Lei Federal nº 9.478, promulgada no dia 06 de agosto de 1997 ("Lei do Petróleo"), estabeleceu as regras e princípios relativos à contratação das atividades de *upstream* e *downstream* no Brasil. Dentre outras medidas, a Lei do Petróleo:

- Confirmou o monopólio da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e, ainda, dispôs que a exploração e a produção de tais hidrocarbonetos seriam regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal;

- Criou (i) o Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE"), órgão subordinado à Presidência da República e responsável pelo estabelecimento de políticas públicas relativas ao setor de energia, e (ii) a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), agência reguladora vinculada ao Ministério de Minas e Energia e responsável pela edição de normas relativas às atividades de *upstream* e *downstream*; e

- Revogou a Lei Federal nº 2.004/53, que designava a Petrobras e suas subsidiárias como veículos exclusivos para o exercício do monopólio da União;

- Estabeleceu os principais termos e condições aplicáveis aos contratos de concessão, instrumentos por meio dos quais o Governo Federal formaliza a contratação de sociedades privadas ou estatais que pretendam atuar na exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos; e

- Ratificou as atividades desenvolvidas pela Petrobras antes da sua promulgação, conferindo à mesma, sem necessidade de procedimento licitatório, o direito de produzir com exclusividade nos campos em que já iniciara a produção e explorar as áreas nas quais pudesse demonstrar indícios da realização de investimentos e trabalhos prévios.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

CNPE

O CNPE, criado pela Lei do Petróleo, é um órgão vinculado à Presidência da República, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. Cabe ao CNPE elaborar políticas energéticas nacionais, definir políticas de produção de petróleo e gás natural, bem como estabelecer as diretrizes relativas aos procedimentos licitatórios de blocos exploratórios e áreas com viabilidade reconhecida, de acordo com as disposições da Lei do Petróleo.

ANP

Conforme mencionado acima, a Lei do Petróleo criou a ANP, autarquia especial integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A função da ANP é regular o setor brasileiro de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis.

Um dos principais objetivos da ANP é criar um ambiente competitivo para as atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural no Brasil, que resulte em menores preços e melhores serviços para os consumidores, incluindo a garantia de fornecimento de combustível. Suas principais responsabilidades incluem: (i) promover e exigir o cumprimento da regulação do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis do país; (ii) realizar procedimentos licitatórios para a concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e biocombustíveis, além de celebrar, em nome do Governo Federal, os respectivos contratos de concessão; (iii) autorizar o transporte, a importação e a exportação, o refino e o processamento de produtos derivados do petróleo, gás natural e biocombustíveis; e (iv) fiscalizar as atividades econômicas integrantes das indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis, em conformidade com os interesses do Brasil.

Concessões

A Lei do Petróleo, a fim de atrair investimentos privados para o setor, definiu os principais termos e condições a serem utilizados pelo Governo Federal na concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos.

A ANP, representando o Governo Federal, tem a responsabilidade de outorgar contratos de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, por meio de um processo licitatório transparente e competitivo. A única exceção à necessidade de licitação foi a chamada Rodada Zero, quando foram outorgados contratos de concessão diretamente à Petrobras, relativos aos blocos de exploração e produção nos quais a empresa já realizava atividades e/ou já havia assumido compromissos financeiros anteriormente à promulgação da Lei do Petróleo.

A concessão direta de tais blocos à Petrobras na Rodada Zero foi um reconhecimento das atividades prévias desenvolvidas pela empresa nessas áreas, na qualidade de única executora do monopólio da União então existente, preservando os seus direitos já adquiridos. De 1999 a 2019, a ANP conduziu 16 rodadas de licitações de blocos exploratórios sob o regime de concessão e seis sob o regime de partilha de produção.

A definição dos blocos a serem oferecidos nas rodadas de licitação é feita com base em dados geológicos e geofísicos que indiquem a presença de hidrocarbonetos. Ainda, a fim de proteger o meio ambiente, a ANP, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") e as agências estaduais responsáveis analisam previamente todas as áreas que pretendem ser ofertadas. Após tais análises, as respectivas exigências relativas ao licenciamento ambiental para os blocos oferecidos são então publicadas, permitindo aos futuros concessionários considerar os aspectos ambientais na escolha das áreas que pretendem arrematar.

As sociedades devem se habilitar individualmente para participar das rodadas de licitações promovidas pela ANP. No entanto, no âmbito do certame, elas podem apresentar ofertas tanto individualmente quanto por meio de consórcios. No caso de opção pela oferta em consórcio, a ANP exige a indicação

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

da empresa líder, que será responsável pelo consórcio e pela condução das operações (operadora), sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas, ainda que não operadoras, pelo cumprimento das disposições previstas no respectivo contrato de concessão.

O processo de habilitação se inicia com a apresentação de um conjunto de documentos obrigatórios, configurando a "manifestação de interesse". As companhias que apresentarem manifestação de interesse devem pagar uma taxa de participação, que varia de acordo com a bacia onde os blocos estão localizados, antes da apresentação de sua habilitação técnica, legal e financeira. Ao realizarem tal pagamento, recebem um pacote com todos os dados relevantes das áreas em licitação, contendo informações técnicas e sumários geológicos.

Caso decida continuar no processo licitatório, a sociedade participará de uma segunda rodada de habilitação, na qual questões de ordem técnica, legal e financeira serão avaliadas.

Habilitação técnica. A habilitação técnica das sociedades participantes baseia-se na sua experiência em atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos (E&P). As sociedades que buscam habilitação como operadoras devem apresentar um sumário técnico com informações que comprovem sua capacidade operacional. Por outro lado, as sociedades que pretendam habilitação como não-operadoras somente podem participar de rodadas de licitação como membros de consórcios que possuam uma operadora devidamente habilitada para operar o bloco em questão.

Habilitação Jurídica. A habilitação jurídica das sociedades exige a apresentação à ANP da documentação societária pertinente, incluindo o contrato/estatuto social da sociedade e a descrição da sua estrutura societária. As sociedades estrangeiras participantes devem apresentar documentos que comprovem terem sido legalmente constituídas de acordo com as leis de seus países de origem e o compromisso de, na hipótese êxito na licitação, constituir sociedade com sede e administração no Brasil.

Habilitação financeira. A habilitação financeira depende da verificação de um patrimônio líquido mínimo exigido, com valores próprios para cada nível de habilitação. As sociedades com patrimônio líquido inferior ao exigido pela ANP não podem participar das licitações, a menos que o façam na qualidade de membro de um consórcio (não-operador). A habilitação financeira é realizada com base nas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da sociedade, referências bancárias e/ou outros documentos financeiros.

Caso todas as exigências acima elencadas sejam satisfeitas, a sociedade está habilitada a participar da licitação e apresentar propostas para as áreas licitadas de sua categoria.

Análise das Propostas

A ANP, ao analisar as propostas apresentadas pelas sociedades interessadas, seleciona a proposta mais vantajosa de acordo com critérios objetivos definidos no respectivo edital de licitação. A pontuação de cada proposta é definida com base na soma ponderada dos pontos determinados para cada fator de avaliação. Nas últimas rodadas de licitação realizadas pela ANP, a fórmula utilizada pela ANP incluiu os seguintes fatores de avaliação: (i) bônus de assinatura, com peso relativo de 80%; e (ii) o Programa Exploratório Mínimo ("PEM"), com peso relativo de 20%.

Participações Governamentais

Com o advento da Lei do Petróleo e demais regulamentações aplicáveis emitidas pela ANP, os concessionários são obrigados a pagar à União as seguintes compensações financeiras:

- Bônus de assinatura;
- Pagamento por ocupação e retenção da área;
- Participação especial; e
- Royalties.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

O valor mínimo dos bônus de assinatura é estabelecido no edital de licitação, sendo que o valor final para pagamento está baseado no valor da proposta vencedora. Os bônus de assinatura devem ser pagos no ato da assinatura do contrato de concessão com a ANP.

O pagamento a título de ocupação e retenção das áreas sob concessão é determinado no edital de licitação e deve ser pago anualmente. Para fins do cálculo desse pagamento, a ANP leva em consideração diversos fatores, tais como a localização e o tamanho do bloco concedido, a bacia sedimentar e as suas características geológicas. Não obstante, o artigo 28 do Decreto nº 2.705/98 estabelece requisitos mínimos e máximos para a cobrança desse valor, que podem variar de acordo com a fase em que o bloco concedido se encontra. Para esse fim, as fases de exploração, desenvolvimento e produção, respectivamente, possuem requisitos crescentes.

A participação especial será devida caso as concessionárias obtenham elevados volumes de produção a partir dos campos de petróleo e gás, em conformidade com critérios estabelecidos pela regulamentação aplicável. A participação especial relativa a cada campo será paga trimestralmente a partir da data em que ocorrer a produção extraordinária. A participação especial é calculada com base na receita líquida trimestral de cada campo, subtraindo-se: (i) royalties pagos; (ii) investimento na exploração; (iii) custos operacionais; e (iv) depreciação e tributos incidentes.

A ANP também é responsável pela determinação dos royalties mensais a serem pagos com relação à produção. Os royalties correspondem a uma porcentagem entre 5% e 10% aplicada à receita bruta da produção. Ao determinar a porcentagem dos royalties aplicáveis a um bloco específico objeto de concessão, a ANP considera, entre outros fatores, os riscos geológicos envolvidos e os níveis de produção esperados.

A Lei do Petróleo também exige que as concessionárias de campos terrestres paguem ao proprietário das terras uma participação especial, que varia entre 0,5% e 1,0% da receita bruta de produção (a mesma utilizada para apuração de royalties) em cada poço localizado em terras do proprietário.

Contrato de Concessão

Os contratos de concessão assinados com a ANP regem os direitos e as responsabilidades dos licitantes vencedores sobre determinados blocos exploratórios, sendo divididos em duas fases: (i) a de exploração; e (ii) a de produção. A fase de exploração pode durar de 2 a 8 anos, ao passo que a fase de produção pode durar até 27 anos a partir da data de apresentação da declaração de comercialidade, sendo permitida a prorrogação mediante aprovação da ANP.

Desde a Quinta Rodada de Licitações do Regime de Concessões, a fase de exploração dos contratos de concessão convencionais para exploração e produção de hidrocarbonetos passou a poder contar com dois períodos exploratórios, sendo o prazo de duração de cada período também previsto no contrato de concessão.

Cada período exploratório possuirá um Programa Exploratório Mínimo ("PEM"), no qual a concessionária irá se comprometer com determinadas obrigações, prazos e condições para o desenvolvimento de suas atividades. O cumprimento do PEM é condição necessária para que a concessionária possa prosseguir para a fase seguinte, seja ela ainda de exploração ou de produção, conforme previsto no contrato de concessão.

Usualmente, no primeiro período exploratório, as atividades exploratórias da concessionária irão consistir no levantamento de dados geofísicos, geoquímicos e reprocessamento de dados sísmicos com relação à área concedida. Caso a Companhia decida ingressar no segundo período exploratório e tiver cumprido com as obrigações do PEM, a exploração irá evoluir para a perfuração de um poço exploratório. As atividades a serem desenvolvidas ao longo da fase de exploração estão em anexo dos contratos de concessão.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

A fase de exploração terá fim quando houver a Declaração de Comercialidade. Essa declaração significa que após a exploração daquela área concedida, a concessionária identificou ser possível o desenvolvimento da produção. Com a apresentação e protocolo da Declaração de Comercialidade na ANP, inicia-se a fase de produção. Nesta, a concessionária irá implantar a infraestrutura necessária e, por fim, irá produzir petróleo ou gás. Caso a concessionária entenda não ser possível a comercialidade daquela área, ela apresentará notificação para devolução da área em questão, sem adentrar, portanto, na fase de produção.

Nos termos do artigo 43 da Lei do Petróleo, o contrato de concessão deve conter: (i) definição do bloco objeto da concessão; (ii) prazos de duração e principais termos para as atividades de exploração e produção; (iii) regras e condições para a devolução e desocupação parcial das áreas concedidas; (iv) indicação das garantias a serem oferecidas pela concessionária para assegurar o cumprimento do contrato de concessão, incluindo os investimentos exigidos em cada fase; (v) penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pela concessionária dos termos contratuais; (vi) procedimentos relativos à transferência do contrato; e (vii) especificação de regras e condições para a devolução e desocupação completa das áreas concedidas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e a reversão de ativos.

Dentre os direitos das concessionárias estão: (i) exclusividade de exploração, desenvolvimento e produção na área sob concessão; (ii) propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos; (iii) direito de vender os hidrocarbonetos produzidos; e (iv) direito de exportar os hidrocarbonetos, desde que em observância às obrigações de fornecimento doméstico no caso de declaração de estado de emergência.

As principais obrigações das concessionárias incluem: (i) assunção de todos os custos e riscos relativos à exploração, desenvolvimento e produção dos hidrocarbonetos, incluindo responsabilidades relativas a danos ambientais; (ii) cumprimento das exigências relativas à aquisição de ativos e serviços de fornecedores internos (conteúdo local); (iii) cumprimento das exigências relativas à execução do Programa Exploratório Mínimo (PEM) indicado na proposta vencedora; (iv) atividades de conservação de depósitos petrolíferos; (v) apresentação periódica à ANP de relatórios, dados e informações relevantes; (vi) pagamentos de participações governamentais; e (vii) responsabilidade pelos custos relativos à desativação das instalações, nos termos da legislação brasileira e das melhores práticas da indústria petrolífera nacional.

Consórcios e Joint Operating Agreements

Com o objetivo de mitigar os riscos exploratórios e permitir a construção de um portfólio mais diversificado, muitas sociedades do setor de petróleo e gás natural apresentam propostas por meio de consórcios. O processo envolve, previamente à licitação, a celebração de um contrato vinculante entre as sociedades para apresentação de proposta conjunta, o qual estabelece, dentre outros termos e condições, o cronograma para o estudo conjunto da área em questão e as participações a serem detidas por cada um dos membros. Em geral, as partes arcam com os custos relativos à área sob concessão proporcionalmente à sua participação em tal área. A legislação brasileira também estabelece responsabilidade solidária entre os membros dos consórcios e, tendo em vista que o consórcio não possui personalidade jurídica própria, os seus membros devem manter contabilidade própria e independente.

Finalizada a rodada de licitação, prévia ou posteriormente à assinatura do contrato de concessão com a ANP, os membros do consórcio muitas vezes optam por celebrar um contrato de operação conjunta ("Joint Operating Agreement") para, dentre outras coisas, estabelecer as responsabilidades e investimentos necessários para exploração e produção do bloco licitado. Tais acordos particulares geralmente se baseiam no modelo padrão preparado pela *Association of International Petroleum Negotiators – AIPN*. Em regra, os consórcios são administrados por um comitê operacional, responsável pela supervisão e pelas orientações gerais das operações conjuntas, representando o órgão máximo do consórcio.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

Contratos de *Farm-in / Farm-out*

As sociedades que atuam no setor de petróleo e gás natural podem ceder suas participações em determinado bloco de exploração, no todo ou em parte, por meio de instrumentos conhecidos como contratos de *farm-in* e *farm-out*, espécies de contratos de participação. Os termos e condições definem o percentual de participação no bloco de exploração/ campo acordado na cessão. Os contratos de *farm-out* dependem de aprovação da ANP, e tal aprovação tem sido concedida quando o cessionário atende aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos necessários.

Acreditamos que oportunidades significativas de *farm-in* e *farm-out* nos ativos que se encontram em produção continuarão disponíveis nos próximos anos. Além disso, a Companhia prevê que uma estratégia bem concebida de *farm-in* e *farm-out* nos ativos em produção permitirá redução de risco por meio da diversificação do portfólio, dos custos de desenvolvimento compartilhados e das necessidades de capital adicional para financiar esforços de exploração e/ou custos de desenvolvimento subsequentes. Esta abordagem é comum no setor de petróleo e gás natural e a crescente participação de investidores privados internos e estrangeiros aumenta as possibilidades de parcerias futuras. O programa de desinvestimento e venda de ativos da Petrobras é realizado, em regra, por meio de tais instrumentos contratuais – farm in/farm out.

Rodadas de Licitação

Dentre as rodadas mais recentes no regime de concessão, destacam-se (i) a 16ª Rodada de Licitações, realizada em 2019, na qual foram ofertados 36 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Pernambuco-Paraíba, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos, totalizando 29,3 mil km² de área e (ii) a 15ª Rodada de Licitações, realizada em 2018, na qual foram ofertados 70 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 94,6 mil km² de área.

No regime de partilha de produção (detalhado abaixo), a última rodada realizada foi a 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, realizada em 2019, na qual foram ofertados os blocos denominados Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava.

Além disso, o processo de oferta permanente de áreas foi sancionado por meio do artigo 4º da Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017, consistindo na oferta contínua de campos devolvidos ou em processo de devolução e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Para a realização da sessão de apresentação de ofertas, a ANP deverá ter recebido ao menos uma declaração com o aporte da garantia de oferta para cada área de interesse, quando então a ANP disporá de até 90 dias para a realização da sessão.

O 1º Ciclo da Oferta Permanente ocorreu em setembro de 2019 e foram arrematados 33 blocos localizados na bacia marítima de Sergipe-Alagoas, e nas bacias terrestres do Parnaíba, Potiguar e Recôncavo, totalizando uma área de 16.730,43km². Além disso, foram arrematadas 12 áreas com acumulações marginais localizadas nas bacias terrestres de Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo, totalizando uma área de 148,01 km².

Pré-Sal e Áreas Estratégicas

As descobertas de óleo e gás natural na área do pré-sal levaram à introdução de um novo marco regulatório para as áreas do pré-sal e outras áreas também consideradas estratégicas. Novas leis foram promulgadas, a saber: (i) Lei 12.276/10 que autorizou a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, até o limite de 5 (cinco) bilhões de barris equivalentes de petróleo, o que foi realizado em setembro de 2010; (ii) Lei 12.351/10 que instituiu o regime de partilha de produção a ser adotado em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas e (iii) Lei 12.304/10 que autorizou a criação da empresa pública Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), cujo objeto é a gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

de Minas e Energia e (iv) MP nº 811/17, convertida na Lei n° 13.679/2018, que permitiu a PPSA a execução direta das atividades de comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. No regime de partilha de produção, empresas do setor privado serão contratadas pelo Estado para explorarem e produzirem petróleo e gás natural e terão direito a uma parcela da produção.

Isso difere do regime de concessão, em que a concessionária é proprietária de toda produção que obtiver em troca de pagamentos das participações governamentais ao Estado nos termos da Lei do Petróleo e dos contratos de concessão que vierem a ser firmados. No contrato de partilha, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, recebe, como ressarcimento, volumes da produção correspondentes a suas despesas na exploração (o chamado óleo-custo). Além do óleo-custo, recebe também os volumes de produção correspondentes aos royalties devidos e o óleo-lucro, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato. A estrutura proposta pelo governo brasileiro também aproveitou estes conceitos tradicionais de óleo de custo (com limites a serem definidos nos respectivos contratos) e de óleo de lucro. Em processos de licitação, os contratos serão concedidos àqueles que oferecem o maior percentual de óleo de lucro ao governo (acima do limite percentual a ser estipulado no processo de licitação). O papel do governo brasileiro na parceria de partilha de produção será exercido através de companhia estatal especialmente criada para esse fim.

Cumpre ressaltar que, recentemente, com o advento da Lei nº 13.365/16 que alterou a Lei 12.351/10 ("Lei da Partilha"), houve a exclusão da obrigatoriedade da Petrobras como Operadora de todos os blocos contratados sob o Regime de Partilha. Com a nova redação da Lei de Partilha, o CNPE oferecerá à estatal a preferência para operar os blocos a serem contratados.

A parceria entre o Estado e o consórcio incluindo a Petrobras e parceiros privados será gerida por um conselho operacional, através do qual metade dos membros (inclusive o presidente, que terá voto de qualidade e os direitos de veto) será eleita pelo Estado. O conselho operacional será responsável por todas as decisões importantes de gestão/operacionais relacionadas à parceria, inclusive as decisões de investimento e acordos sobre arranjos de segregação da produção (unitização).

Por fim, cumpre destacar que a primeira rodada sob o regime de partilha de produção, ocorreu em 2013, ofertando o Campo de Libra, na Bacia de Campos. Nesse leilão 11 empresas confirmaram interesse no negócio, contudo um único consórcio apresentou oferta e foi o vencedor do Bid, sendo formado por Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC. Atualmente, encontram-se autorizadas pelo CNPE a 7ª e a 8ª Rodadas de Partilha de Produção, a 17ª e 18ª Rodadas de Licitação de Blocos, além da Oferta Permanente anteriormente mencionada.

Aspectos Concorrenciais

Algumas operações de aquisição de ativos e formação de parcerias, como as previstas nos contratos de *farm-out*, podem sujeitar-se às regras do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, conforme previsto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. Dessa forma, adicionalmente à aprovação da ANP, essas operações poderão depender da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE").

Privacidade e Proteção de Dados

As leis sobre privacidade e proteção de dados têm evoluído nos últimos anos, de modo a estabelecer regras mais objetivas sobre como os dados pessoais (informações relacionadas a indivíduos) podem ser utilizados pelas organizações. Os direitos à intimidade e à vida privada são genericamente assegurados pela Constituição Federal Brasileira (1988) e pelo Código Civil (2002), mas, na ausência de regras mais específicas sobre o tema, a legitimidade das práticas envolvendo o uso de Dados Pessoais foi, historicamente, avaliada de forma casuística pelo judiciário.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

O Código de Defesa do Consumidor ("Lei nº 8.078/90"), na década de 90 procurou trazer contornos mais objetivos para a abertura de bancos de dados de consumidores e cadastro de maus pagadores. Com a evolução da tecnologia de processamento de dados, a Lei nº 12.414/11 (Lei do Cadastro Positivo), aprovada em 2011, também teve como objetivo estabelecer regras específicas para a criação de bancos de dados de bons pagadores.

A Lei do Cadastro Positivo foi recentemente alterada, em abril de 2019, para determinar a adesão automática de indivíduos aos bancos de dados do sistema do Cadastro Positivo, com opção de solicitar sua exclusão. O Marco Civil da Internet (Lei nº 12.965/14), aprovado em 2014, também teve como objetivo regular o uso e tratamento de dados coletados por meio da internet. Assim, até agosto de 2018, quando foi aprovada a Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/18 - "LGPD"), as práticas relacionadas ao uso de Dados Pessoais eram reguladas por algumas normas esparsas e setoriais.

A LGPD tem uma ampla gama de aplicações e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que (i) a atividade de tratamento seja realizada no território nacional; (ii) a atividade de tratamento de dados destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços a ou tratar dados de indivíduos localizados no território nacional; ou (iii) dados pessoais objeto do tratamento tenham sido coletados no território nacional . A LGPD será aplicada independentemente da indústria ou negócio ao lidar com dados pessoais e não está restrita a atividades de processamento de dados realizadas através de mídia digital e/ou na internet.

Além disso, a Lei 13.853/2019 criou a Autoridade Nacional de Proteção de Dados ("ANPD"), órgão da administração pública que será responsável por zelar, implementar e fiscalizar o cumprimento da LGPD, exercendo um triplo papel de (i) investigação, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e processadores; (ii) execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) educação, com a responsabilidade de disseminar informações e fomentar o conhecimento da LGPD e medidas de segurança, promovendo padrões de serviços e produtos que facilitem o controle de dados e elaborando estudos sobre práticas nacionais e internacionais para a proteção de dados pessoais e privacidade, entre outros.

A ANPD foi criada como órgão da administração pública federal, integrante da Presidência da República tem assegurada independência técnica, embora esteja subordinada à Presidência da República e sua natureza jurídica é transitória e poderá ser transformada pelo Poder Executivo em entidade da administração pública federal indireta, submetida a regime autárquico especial e vinculada à Presidência da República.

A Companhia está envidando esforços para se adequar às novas disposições e obrigações da LGPD e, na data deste Formulário de Referência, a 3R Petroleum conta com uma consultoria externa para assessorá-la com o projeto de adequação à lei. Nesse sentido, a Companhia se preocupa com a segurança de seus dados e, recentemente, atualizou sua política de segurança da informação.

(b) política ambiental da Companhia e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

A Companhia ainda não aderiu a um padrão específico de proteção ambiental, seja em âmbito nacional ou internacional.

No entanto, a Companhia possui o documento Manual do Sistema de Gestão Integrado interno, o qual estabelece diretrizes e procedimentos gerais relativos a Gestão Ambiental de modo que o processo produtivo seja desenvolvido de forma sustentável e com cuidados com o meio ambiente. A Companhia identifica e analisa os riscos que podem resultar em incidentes por meio da utilização de ferramentas reconhecidas e com resultados devidamente documentados, com o propósito de

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

estabelecer ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a segurança operacional, ocupacional e impactos ao meio ambiente.

Ainda, a Companhia estabelece programas, objetivos e metas, levando em conta requisitos legais, aspectos ambientais significativos, opções tecnológicas, requisitos financeiros, entre outros. A eficácia do sistema de gestão integrado conta com o comprometimento das partes envolvidas, sendo que todas as atividades devem ser realizadas da forma mais segura possível e condizente com as normas aplicáveis.

A Companhia acredita na relevância da prevenção de impactos ambientais e de danos as pessoas e, por isso, busca garantir que as características essenciais de suas operações, que possam ter impacto ambiental significativo ou provocar acidentes ocupacionais, de processo ou danos à saúde dos seus colaboradores, atendam diretrizes aplicáveis a todas as áreas, de modo que o processo produtivo seja desenvolvido em harmonia com o meio ambiente e proporcione a todos os conhecimentos dos aspectos e impactos ambientais em suas atividades.

A Companhia se compromete com os princípios do desenvolvimento sustentável, assegurando a condução íntegra, ética, transparente e responsável de seus negócios, identificando e mitigando riscos, aprimorando a gestão de processos e competências em todos os níveis, incluindo o controle operacional e atendimento a emergências e no foco na prevenção da poluição e de incidentes. A Companhia mantém um programa de auditoria, incluindo a frequência, métodos, responsabilidades, requisitos para planejar e relatar questões ambientais.

(c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial ("INPI"), órgão responsável pelo registro de marcas e concessão de patentes, sendo assegurado ao titular o uso exclusivo da marca registrada, nos produtos ou serviços identificados pelo registro, em todo o território nacional por um prazo determinado de dez anos, passível de sucessivas renovações, mediante o pagamento de retribuições ao INPI.

Durante o processo de registro, o depositante possui apenas uma expectativa de direito de propriedade das marcas depositadas aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços. Essa expectativa pode vir a não se concretizar em direito nas hipóteses de: (i) falta de pagamento das taxas retribuições cabíveis dentro dos prazos legais; (ii) indeferimento pelo órgão responsável pelo registro; e (iii) não contestação ou não cumprimento de exigência formulada pelo órgão responsável pelo registro.

A Companhia e suas controladas são titulares de marcas perante o INPI e na data deste Formulário de Referência possuem dois pedidos de registro para a marca nominativa "3R PETROLEUM" e dois pedidos de registro para a marca figurativa com o logo da Companhia, que foram recentemente publicados pelo INPI para que terceiros se oponham pelo prazo máximo de 60 dias ao registro das marcas pretendidas. Essas futuras marcas serão relevantes para as atividades da Companhia.

Além disso a Companhia e suas controladas possuem nomes de domínio registrados, com destaque para o nome de domínio <3rpetroleum.com.br>, que na data deste Formulário de Referência está registrado sob titularidade do fundador da 3R Petroleum e futuro diretor da Companhia.

Para maiores detalhes a respeito das marcas relevantes utilizadas pela Companhia, favor reportar-se ao item 9.1 (b) deste Formulário de Referência.

7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não aplicável, pois a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") não auferiu receitas no exterior no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 e no exercício social de 31 de dezembro de 2019.

(b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não aplicável, pois a Companhia não auferiu receitas no exterior no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 e no exercício social de 31 de dezembro de 2019.

(c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não aplicável, pois a Companhia não auferiu receitas no exterior no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 e no exercício social de 31 de dezembro de 2019.

7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") não está sujeita a nenhuma regulação estrangeira em suas atividades.

7.8 - Políticas Socioambientais

7.8 - Políticas socioambientais

Até o momento a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") não divulgou informações socioambientais por meio de relatório anual, de sustentabilidade ou integrado. Entretanto, a Companhia está em fase de planejamento para a elaboração do seu primeiro relatório de sustentabilidade, bem como já possui políticas ambientais conforme descritas no item 7.5 b.

(a) Metodologia seguida pela Companhia na elaboração das informações socioambientais

A Companhia não divulga informações socioambientais, conforme explicado acima.

(b) Indicar se as informações socioambientais são auditadas ou revisadas por entidade independente

A Companhia não divulga informações socioambientais, conforme explicado acima.

(c) Indicar a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas as informações socioambientais

A Companhia não divulga informações socioambientais, conforme explicado acima.

(d) Indicar se este relatório leva em conta os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU e quais são os ODS materiais para o negócio da companhia

A Companhia não divulga informações socioambientais, conforme explicado acima.

(e) Indicar, caso aplicável, o motivo para não atendimento aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU nas informações socioambientais divulgadas

A Companhia não divulga informações socioambientais, conforme explicado acima.

7.9 - Outras Informações Relevantes

7.9 - Outras informações relevantes

I. Informações complementares ao item "7.1. Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas" deste Formulário de Referência.

Resumo da Reorganização societária da Companhia

Conforme supracitado no item 7.1 deste Formulário de Referência, em 03 de agosto de 2020, o *Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII")*, controlador indireto da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), deliberou, por meio de consultas formais aos seus cotistas, pela implementação de uma Reorganização Societária, a qual contempla a incorporação da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") pela Companhia, após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta pela CVM ("IPO"). Nesta mesma data, os fundos de investimentos que controlam a 3R deliberaram, por meio de consultas formais aos seus cotistas, pela implementação de tal reorganização societária. Além da referida reorganização societária, tais consultas formais também autorizaram à administração das companhias investidas e/ou à Starboard Asset Ltda. a realizar o IPO, bem como a adotar todas e quaisquer medidas e praticar todos os atos necessários à sua concretização perante os órgãos responsáveis.

Neste sentido, em 31 de agosto de 2020, os acionistas da Companhia concordaram, em assembleia geral, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e a celebrar todos os atos e documentos necessários.

De igual forma, em 04 de agosto de 2020, em assembleia geral extraordinária, os acionistas da 3R concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e em celebrar todos os atos e documentos necessários para sua implementação. Para fins de incorporação (e não para estabelecer a relação de substituição das ações), a referida Assembleia também deliberou pela contratação da KPMG para elaboração de um laudo de avaliação contábil da 3R, o qual deverá ser concluído após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta pela CVM, previsto para ocorrer em novembro de 2020.

A relação de substituição das ações foi acordada entre os atuais acionistas da Companhia e os acionistas das 3R e está apresentada no item 15.4. (ii) *Organograma pós concessão do registro da oferta da Companhia* deste Formulário de Referência.

Para maiores detalhes do processo de reorganização societária, verificar os itens 6.3, 15.7 e 15.8 deste Formulário de Referência.

A Companhia e a 3R são controladas por fundos de investimentos geridos pela Starboard

Em 5 de agosto de 2019, a 3R passou a ser controlada pelo fundo de investimento 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), cujo maior cotista é o SSSFII. Atualmente, o FIP 3R detém 52,30% do capital social da 3R.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Em 10 de fevereiro de 2020, a 3R recebeu um novo aporte de capital, com emissão de novas ações ordinárias, realizado pelo outro acionista relevante, Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"), o qual passou a deter 36,56% do capital social da 3R.

O FIP 3R, o FIP Esmeralda e o SSSFII são veículos geridos pela Starboard, gestora fundada em 2017 com o objetivo de ser pioneira em *Special Situations* e *Corporate Carve Outs Acquisitions* no Brasil. Em 2018, o fundo de Private Equity Apollo Global Management, que em 2019 possuía mais de US$300 bilhões (trezentos bilhões de dólares) em ativos sob gestão, tornou-se sócio minoritário da Starboard.

DBO Energia: se tornará acionista da Companhia, por meio de roll-up de ações atualmente detidas sobre a SPE 3R (subsidiária da 3R)

A DBO Energia S.A. ("DBO Energia") é uma empresa baseada no Rio de Janeiro e é administrada por executivos brasileiros e noruegueses com extensa experiência de Exploração & Produção de óleo e gás, tanto no Brasil quanto no Mar do Norte. A DBO Energia tem como um de seus acionistas relevantes a RWE PI Bras Limited, empresa alemã com mais de 120 anos de história.

A DBO Energia tem participação de 32.7% na SPE 3R, subsidiária da 3R que detém os direitos sobre a concessão dos campos do Polo de Macau. Ancorada em sua experiência no setor, a DBO Energia suporta a SPE 3R em suas atividades operacionais e financeiras.

Por meio do *roll-up* das ações da SPE 3R detidas pela DBO Energia, evento que ocorrerá subsequentemente ao processo de incorporação da 3R pela Companhia, esta passará a deter a participação 19,2% no capital social da Companhia. Simultaneamente, a SPE 3R, detentora de 100% dos direitos de concessão sobre os campos do Polo Macau (exceto Sanhaçu, do qual detém apenas 50%), tornar-se-á subsidiária integral da Companhia.

Para maiores detalhes do processo *roll-up* de ações da DBO Energia, verificar o item "*15.8. Outras informações relevantes*" do Formulário de Referência.

FIP 3R sofrerá uma cisão desproporcional, por meio da qual o BTG Pactual passará a ser acionista da Companhia

Posteriormente e sujeita à certas condições precedentes, o FIP 3R sofrerá uma cisão desproporcional, por meio da qual o BTG Pactual, na qualidade de cotista do FIP 3R ou sua afiliada, passará a ser, após a realização da Oferta, acionista da Companhia

Visão Geral da Companhia após a Reorganização Societária

Após a conclusão da Reorganização Societária, conforme descrita nos itens 6.3, 15.7 e 15.8 deste Formulário de Referência, a Companhia passará a deter, ainda que indiretamente:

7.9 - Outras Informações Relevantes

(i) 100%[1] de participação sobre os direitos de concessão em 6 (seis) campos terrestres de óleo e gás (*onshore*) e um marítimo em águas rasas (*shallow water*), localizados na Bacia do Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, que compõem o polo Macau ("Polo Macau"), com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual detém 50% de participação e os 50% remanescentes são detidos pela Petrogal Brasil Ltda. - GALP ("Petrogal"). Tais campos estão sendo operados desde 29 de maio de 2020 pela SPE 3R, sendo precedido por um período de transição da operação da Petrobras para a SPE 3R, o qual se iniciou na data de assinatura do contrato de aquisição dos referidos campos, celebrado em 09 de agosto de 2020;

(ii) 35% de participação sobre os direitos de concessão dos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão ("Polo Pescada-Arabaiana"), ativo produtor de gás e óleo condensado, também localizado na Bacia do Potiguar.

Além da participação em tais ativos produtores de óleo e gás, vale destacar que a Companhia está em processo de aquisição, especificamente em fase de transição, de ativos originalmente detidos pela Petrobras, conforme descrito a seguir:

(i) participação de 65% dos direitos da concessão sobre os campos do Polo Pescada (contrato firmado pela subsidiária da Companhia, a OP Pescada Óleo e Gás Ltda. ("OPP") em 09 de julho de 2020)

(ii) participação de 100% sobre os direitos da concessão dos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, que compõem o polo Fazenda Belém ("Polo Fazenda Belém"), reforçando a posição estratégica da Companhia na bacia Potiguar, uma das mais relevantes em produção em terra (*onshore*) no Brasil, que se estende do Rio Grande do Norte ao Ceará (contrato firmado pela SPE Fazenda Belém S.A. ("SPE Fazenda Belém") em 14 de agosto de 2020)

(iii) participação de 100% sobre os direitos da concessão de 8 campos terrestres de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o polo Rio Ventura, na Bacia do Recôncavo, na Bahia ("Polo Rio Ventura") (contrato firmado pela SPE Rio Ventura S.A. ("SPE Rio Ventura") em 21 de agosto de 2020)

De acordo com o relatório da *DeGolyer & MacNaughton* e *Gaffney Cline*, o Portfólio da Companhia após a Reorganização Societária totalizará cerca de 100,8 milhões de barris de óleo equivalente em reservas provadas e prováveis e contingentes (2P), sendo as reservas contingentes (2C) unicamente condicionadas à (i) aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP; e (ii) conclusão do processo de cessão pela Petrobras para a Companhia dos direitos das concessões relativas aos ativos de Pescada-Arabaiana, Fazenda Belém e Rio Ventura, para que tais ativos 2C possam ser reclassificados como (2P), conforme indicado nos relatórios de certificação emitidos pelas consultorias certificadoras DeGolyer & MacNaughton e Gaffney Cline com data base de 30 de junho de 2020[2]. Para mais informações sobre as aquisições dos Polos, verificar os itens 7.5, 15.7 e 15.8 deste Formulário de Referência.

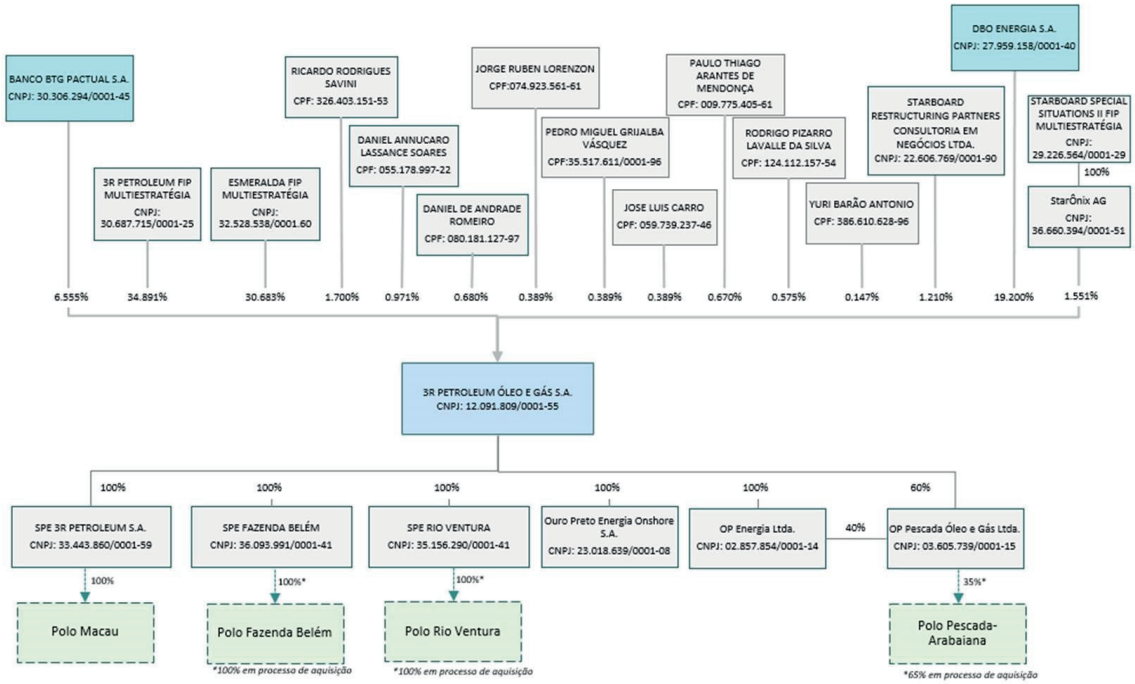
[1] A Companhia participa dos ativos do Polo Macau através da subsidiária SPE 3R, que detém 100% de participação das sete concessões (exceto em relação à Sanhaçu, do qual detém apenas 50%). Atualmente, a empresa DBO Energia é acionista da SPE 3R com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) detido pela 3R. Com o roll-up descrito no item 15.8, a SPE 3R tornar-se-á subsidiária integral da Companhia.

[2] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

7.9 - Outras Informações Relevantes

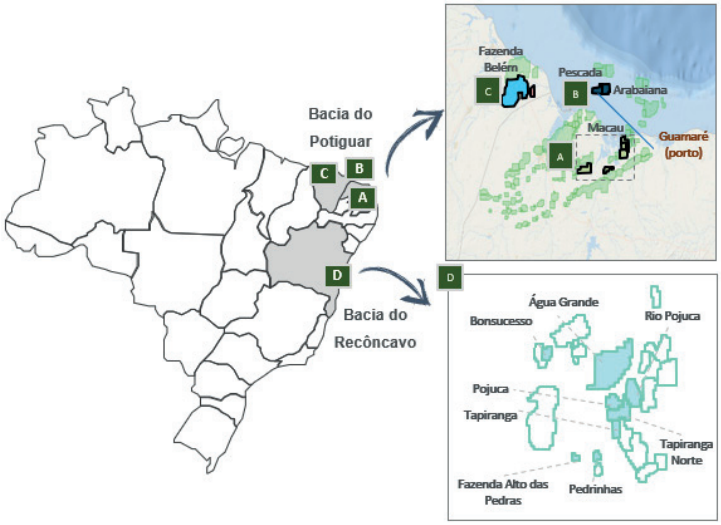
Estrutura Societária da Companhia e seus ativos de produção de óleo e gás após a Oferta

Conforme supracitado neste mesmo item 7.9 do Formulário de Referência, a relação de substituição das ações no contexto da Reorganização Societária foi acordada entre os atuais acionistas da Companhia e os acionistas das 3R e está apresentada no item 15.4. (ii) *Organograma pós concessão do registro da oferta da Companhia* deste Formulário de Referência. Para maior clareza em relação aos ativos de produção de óleo e gás detidos pela Companhia após a Oferta, a figura abaixo replica o organograma apresentado no item 15.4. (ii), porém destaca os ativos de produção de óleo e gás detidos por cada subsidiária da Companhia após a Oferta.



7.9 - Outras Informações Relevantes

Breve Histórico dos Polos



(i) Polo Macau

Em 29 de maio de 2020, a Petrobras anunciou a finalização da venda da totalidade da sua participação em 6 (seis) campos terrestres de óleo e gás (*onshore*) e um marítimo em águas rasas (*shallow water*) do Polo Macau, localizados na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, para a SPE 3R, subsidiária da 3R[3]. O Polo Macau engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A Petrobras detinha 100% de participação em todas as concessões, com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual era operadora com 50% de participação, enquanto os 50% restantes são da Petrogal.

A produção total atual de óleo e gás desses campos é de cerca de 4,6 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d). O pagamento do preço de compra à Petrobras foi dividido em duas parcelas: (i) a primeira de US$48,0 milhões (quarenta e oito milhões de dólares americanos), equivalentes a R$184,8 milhões (cento e oitenta e quatro milhões e oitocentos mil reais), pagos na assinatura do contrato em 9 de agosto de 2019; e (ii) a segunda de US$143,1 milhões (cento e quarenta e três milhões e cem mil dólares americanos), abatidos da geração de caixa do ativo durante o período de transição e demais condições de ajuste de preço, a qual foi paga após a aprovação da transferência da concessão pela ANP, em 29 de maio de 2020.

Embora os contratos de concessão atuais das sete concessões se encerram, a princípio, em 2025 (com exceção de Sanhaçu com vencimento em 2036), há a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Para isso, a Companhia conduz o processo de elaboração dos novos planos de desenvolvimento para os campos do Polo

[3] A Companhia participa dos ativos do Polo Macau através da subsidiária SPE 3R, que detém 100% de participação das sete concessões (exceto em relação à Sanhaçu, do qual detém apenas 50%). Atualmente, a empresa DBO Energia é acionista da SPE 3R com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) da 3R.

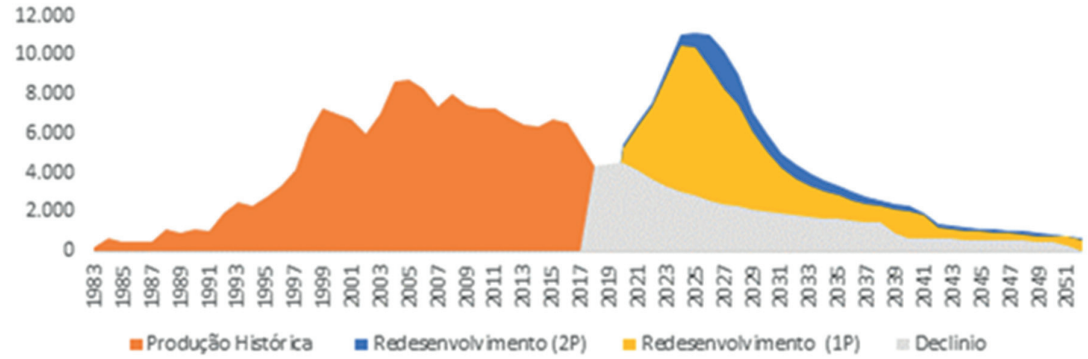
7.9 - Outras Informações Relevantes

Macau, para que possa protocolar a solicitação de extensão junto à ANP, que apresenta expectativa de produção economicamente viável até 2052.

As operações no Polo Macau tiveram seu início em 1982 e de acordo com a certificação de reservas da consultoria *DeGolyer & MacNaughton* (conforme relatório de 30 de junho de 2020) ainda possuem cerca de 47,7 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P), sendo as reservas contingentes (2C) unicamente atreladas à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP. Na figura abaixo, é possível observar a produção histórica do Polo Macau, que já atingiu uma produção pico de mais de 8.000 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 2004 e 2005.

Embora a transferência dos direitos de concessão do Polo Macau da Petrobras à 3R tenha sido concluída em 29 de Maio de 2020, vide fator de risco "*A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna incerto o desempenho futuro das atividades referentes a estes ativos*", o período de transição de tal operação junto à Petrobras se iniciou em 06 de agosto de 2019, conforme previsto no contrato de compra com a Petrobras, assinado nesta mesma data.

Produção de Óleo[4] (bbl/d)



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da Degolyer & MacNaughton (2020).

[4] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

7.9 - Outras Informações Relevantes

(ii) Polo Fazenda Belém:

Em 14 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém, subsidiária integral da 3R, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (*onshore*) de Fazenda Belém e Icapuí, que constituem o Polo Fazenda Belém, na bacia Potiguar, no Ceará[5]. O valor da aquisição é de US$35,2 milhões (trinta e cinco milhões e duzentos mil dólares). Desse montante: (i) US$8,8 milhões (oito milhões e oitocentos mil dólares americanos), equivalentes a R$48,0 milhões (quarenta e oito milhões de reais), foram pagos no dia da assinatura do referido contrato, em 14 de agosto de 2020; (ii) US$16,4 milhões (dezesseis milhões e quatrocentos mil dólares) serão quitados mediante o fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde abril de 2019 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US$10,0 milhões (dez milhões de dólares americanos) serão pagos em 12 meses após a conclusão da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021.

A produção média do Polo Fazenda Belém de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 808 barris de óleo por dia (bbl/d). Assim como no Polo Macau, há a possibilidade de extensão dos prazos das concessões, que atualmente se encerram em 2025, por 27 anos, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP e estará sujeito à aprovação da referida agência reguladora.

As operações do Polo Fazenda Belém iniciaram-se em 1980 e de acordo com a certificação de reservas da consultoria *Gaffney Cline*, possuí ainda cerca de 12,8 milhões de barris de óleo de recursos Contingentes (2C) em circulação neste ativo.

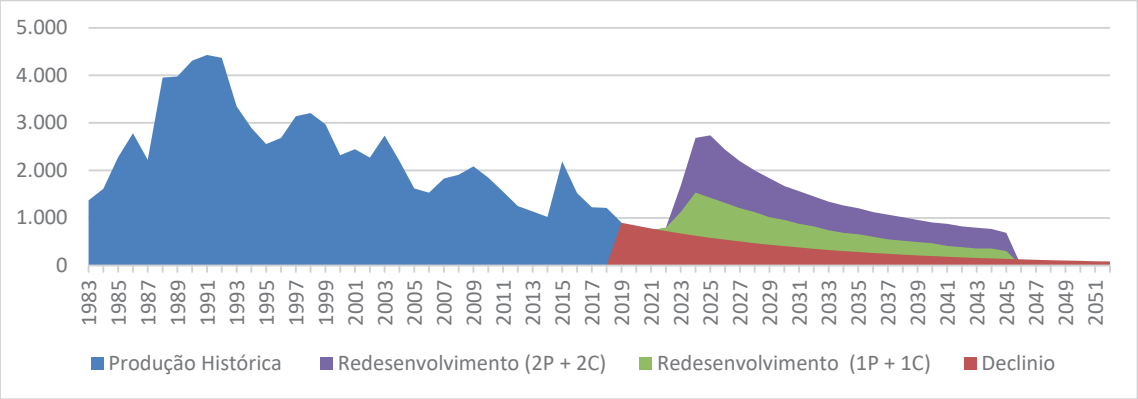
Embora o período de transição da operação do Polo Fazenda Belém da Petrobras para a SPE Fazenda Belém tenha se iniciado em 14 de agosto de 2020, vide fator de risco "*A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna o desempenho futuro de suas atividades incerto*", o polo se encontra em produção desde 1980, sendo, portanto, considerado um ativo maduro em produção.

Na figura abaixo, é possível observar a produção histórica do polo Fazenda Belém, que já atingiu uma produção pico de mais de 4.500 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 1990 e 1991.

[5] Fato relevante publicado pela Petrobrás: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/aef37ff5-dfba-46ae-9de3-db2a48c35d4f_comunicado_signing_bacia%20potiguar_ing.pdf

7.9 - Outras Informações Relevantes

Produção de Óleo – bbl/d[6]



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da Gaffney Cline (2020).

(i) Polo Pescada:

Por meio da subsidiária OP Pescada Óleo e Gás Ltda. ("OP Pescada"), atual detentora de 35% dos direitos de concessão no Polo Pescada, a Companhia firmou, em 9 de julho de 2020, contrato para a aquisição da participação remanescente, a 65% sobre os direitos da concessão da Petrobras no Polo Pescada, *que engloba os* campos *de Pescada, Arabaiana e Dentão*[7]. O valor de venda da transação foi de US$1,5 milhões (um milhão e quinhentos mil dólares americanos), sendo (i) US$ 300 mil (trezentos mil dólares americanos), *equivalentes a R$1,6 milhões (um milhão e seiscentos mil reais), pagos* na assinatura do contrato; e (ii) US$ 1,2 milhões (um milhão e duzentos mil dólares americanos), sendo que esta parcela será devida no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados no contrato, os quais serão calculados a partir de 1º de janeiro de 2020. A transação também contempla um pagamento adicional a título de compartilhamento de custos de abandono de poços, dutos e plataformas, a ser pago pela Petrobras para a Companhia, de acordo com parâmetros e cronograma previstos no contrato.

A produção média do Polo Pescada-Arabaiana de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 260 barris de óleo por dia (bbl/d) e 190 mil m³ por dia (mil m³/d) de gás. Após o período de transição e aprovação pela ANP, a OP Pescada se tornará a operadora dos campos, o que deve ocorrer, de acordo com a expectativa da Companhia, no segundo semestre de 2021 (fechamento da transação com a Petrobras). As licenças de operação desses campos, hoje em nome da Petrobras, serão transferidas, tal processo de transferência é significativamente mais simplificado do que o de obtenção da licença.

[6] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

[7] Fato relevante publicado pela Petrobrás: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/c86269e4-3591-4514-9163-05775f6d0e11_comunicado_signing_polo%20pescada_ing.pdf

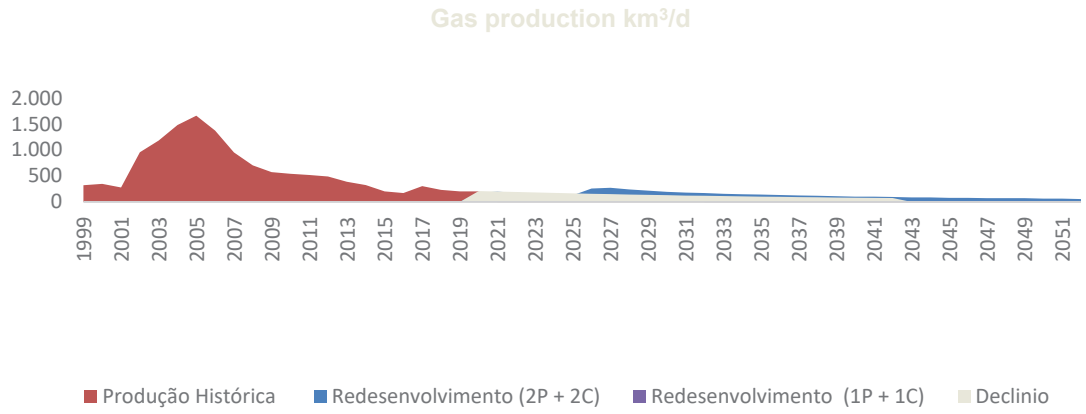
7.9 - Outras Informações Relevantes

Embora os contratos de concessão do polo se encerrem, a princípio, em 2025, há a possibilidade de prorrogação por 27 anos, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. O campo de Pescada foi descoberto em 1980 e iniciou sua produção em maio de 1999, enquanto o campo de Arabaiana foi descoberto em 1986 e iniciou sua produção em agosto de 2002. Os campos estão localizados na plataforma continental do Estado do Rio Grande do Norte, na Bacia Potiguar, a cerca de 31 km da costa do município de Areia Branca, em lâmina d'água média de 25 m. O campo de Dentão encontra-se, atualmente, inativo.

De acordo com o Relatório de Recursos Contingentes da *GaffneyCline*, datado de 6 de agosto de 2020, existem aproximadamente 2,2 milhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas e prováveis (2P) e 12,5 milhões de barris de óleo equivalente de Recursos Contingentes (2C) excelente em tal ativo.

Nas figuras abaixo é possível observar a produção histórica do Polo Pescada-Arabaiana, que já atingiu uma produção pico de óleo de mais de 5.000 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 2002 e 2003 e de gás de mais de 1.500.000 m³/dia (m³/d).

Produção da Gás[8] – m³/dia

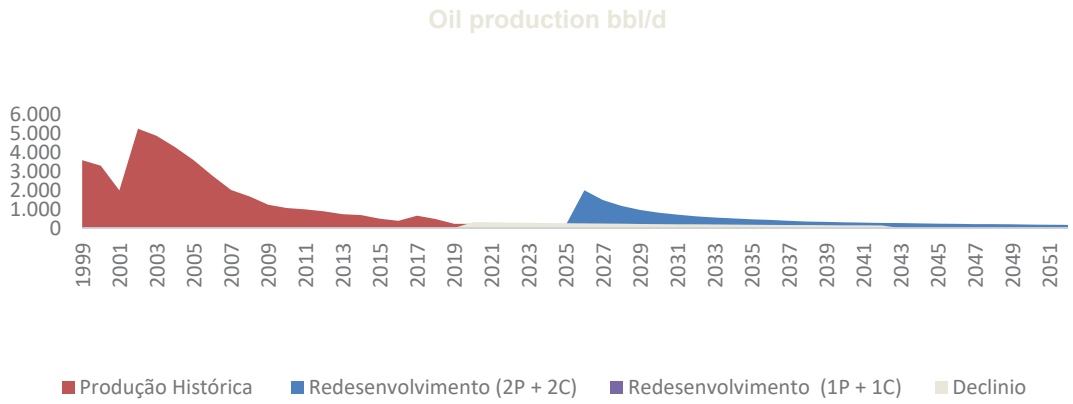


Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da Gaffney Cline (2020).

[8] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Produção da Óleo[9] – bbl/d



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da Gaffney Cline (2020).

(ii) Polo Rio Ventura:

Em 21 de agosto de 2020, a SPE Rio Ventura S.A. ("SPE Rio Ventura"), subsidiária integral da 3R, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 8 (oito) campos terrestres (*onshore*) de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o Polo Rio Ventura, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições suspensivas, em especial a aprovação da ANP[10]. O valor da aquisição é de US$94,2 milhões (noventa e quatro milhões e duzentos mil dólares), sendo que (i) US$3,8 milhões (três milhões e oitocentos mil dólares) já foram pagos no dia da assinatura, em 21 de agosto de 2020; (ii) US$31,2 milhões (trinta e um milhões e duzentos mil dólares) serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US$16,0 milhões (dezesseis milhões de dólares) que serão pagos em trinta meses após o fechamento da transação; e (iv) US$43,2 milhões (quarenta e três milhões e duzentos mil dólares) serão pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados à recuperação do preço de referência do óleo (*brent*).

A produção média do Polo Rio Ventura de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 1062 barris de óleo por dia (bbl/d) e 33 mil m³ de gás por dia. Assim como nos demais polos, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões, que atualmente se encerram em 2025, por 27 anos, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP e está sujeito à aprovação da agência reguladora.

As operações do Polo Rio Ventura iniciaram em 1951 e de acordo com a certificação de reservas da consultoria *Gaffney Cline*, conforme relatório datado de 6 de agosto de 2020, existem aproximadamente 24,9 milhões de barris de óleo equivalente de Recursos Contingentes (2C) em circulação nesse ativo.

[9] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

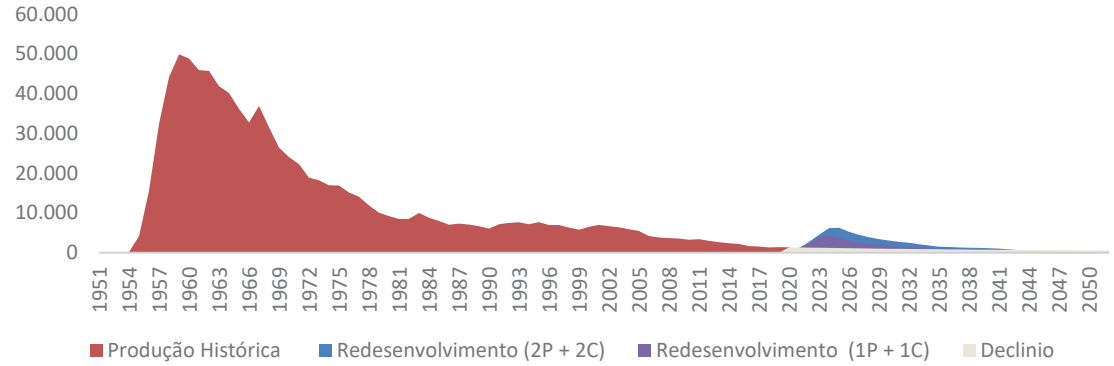
[10] Fato relevante publicado pela Petrobrás: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6431bb90-bcee-46e6-a91f-de549a140709_fr_signing_rio_ventura_ing.pdf

7.9 - Outras Informações Relevantes

Embora o período de transição da operação do Polo Rio Ventura da Petrobras para a SPE Rio Ventura tenha se iniciado em 21 de Agosto de 2020, o Polo se encontra em produção desde 1951 sendo, portanto, considerado um ativo maduro em produção. Vale observar que há menção a essa recente transição de operações no fator de risco que segue: "*A Companhia possuirá ativos de produção de óleo e gás natural recém adquiridos da Petrobras, o que torna o desempenho futuro de suas atividades incerto*".

Na figura abaixo, é possível observar que a produção histórica do Polo Rio Ventura atingiu um pico de produção superior a 50.000 barris de óleo por dia (bbl/d) entre 1961 e 1962.

Produção de Óleo[11] – bbl /dia



Fonte: Dados da ANP e Relatório de reservas da Gaffney Cline (2020).

Desembolsos para Aquisição de Ativos

Até o dia 31 de agosto de 2020, a Companhia já havia realizado os seguintes desembolsos para aquisição de ativos: (i) R$861,6 milhões (oitocentos e sessenta e um milhões e seiscentos mil reais) relativos à aquisição do Polo Macau; (ii) R$48,0 milhões (quarenta e oito milhões de reais) para a aquisição do Polo Fazenda Belém; (iii) R$1,6 milhões (um milhão e seiscentos mil reais) para a aquisição do Polo Pescada-Arabaiana; e (iv) R$20,7 milhões (vinte milhões e setecentos mil reais) para a aquisição do Polo Rio Ventura.

[11] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Ainda restam pendentes de pagamento: (i) US$26,4 milhões (vinte e seis milhões de dólares e quatrocentos mil dólares) para o Polo Fazenda Belém (desconsiderando os efeitos da geração de caixa); (ii) US$1,3 milhão (um milhão e trezentos mil dólares) para o Polo Pescada (desconsiderando os efeitos da geração de caixa); e (iii) US$90,4 milhões (noventa milhões de dólares e quatrocentos mil dólares) para o Polo Rio Ventura, sendo US$43,2 milhões (quarenta e três milhões e duzentos mil dólares) atrelados à recuperação do preço de referência do óleo tipo *brent* (50% devem ser pagos se o preço de referência do óleo exceder $48 (quarenta e oito dólares) por barril, na média dos últimos 12 meses, e os outros 50% devem ser pagos se o preço de referência do óleo exceder $58 (cinquenta e oito dólares) por barril, também na média dos últimos 12 meses).

Ao todo a Companhia já desembolsou R$931,9 milhões (novecentos e trinta e um milhões e novecentos mil dólares), restando US$118,1 milhões (cento e dezoito milhões e cem mil dólares).

Vale ressaltar ainda que, com a aquisição dos ativos, a Companhia se comprometeu perante a ANP com o abandono dos ativos (descomissionamento) até o final das concessões (que a Companhia acredita que serão estendidas pela ANP, conforme descrito no item 7.5). Os valores de abandono previstos pela Companhia e corroborados pelas empresas certificadoras *DeGolyer & MacNaughton* e *Gaffney Cline* somam US$231,3 milhões (duzentos e trinta e um milhões, trezentos mil dólares americanos) para 100% de todos os quatro polos supracitados, os quais até US$152,0 milhões (cento e cinquenta e dois milhões de dólares) serão arcados pela Petrobras à título de compartilhamento de custos de abandono, de acordo com os contratos de compra dos ativos.

Indicadores Operacionais e Financeiros

As tabelas a seguir ilustram a evolução dos resultados financeiros dos Polos Macau (considerando 100% de participação sobre os direitos de concessão dos ativos, exceto com relação a Sanhaçu, cuja participação considerada é de 50% e Pescada-Arabaiana, cuja participação considerada é de 35%:

Resultado Financeiro Histórico do ativo Macau[12][13]*:*

Conforme previsto no contrato de aquisição do Polo Macau firmado com a Petrobras, a geração de caixa operacional de tais ativos entre o dia 01 de abril de 2019 (data efetiva, conforme definido em contrato) e a data de conclusão da aquisição (29 de maio de 2020), ajustada pela taxa CDI, foi abatida do valor pago na parcela final, dentre outros ajustes realizados conforme contrato. Segue abaixo o resultado financeiro deste período, conforme indicado na nota 14 da Demonstração Financeira da 3R referente a 30 de junho de 2020.

[12] A tabela apresenta: (i) o resultado financeiro do Polo Macau entre o dia 01 de abril de 2019 e 29 de maio de 2020, data do fechamento da transação de aquisição do Polo Macau pela 3R (período em que a Petrobras ainda era a operadora dos campos), sendo o valor total do período apresentado na coluna "Acumulado Petrobras sem ajuste CDI (A)" e (ii) o resultado financeiro do Polo Macau em junho de 2020 (já sob a operação da 3R), representado na coluna "Jun (B)". Tal demonstrativo de resultado reflete a consolidação de 100% do resultado desse ativo, já contemplando os efeitos do *roll-up* da participação hoje detida pela DBO nesse ativo, que ocorrerá após a incorporação da 3R pela Companhia. Atualmente, a DBO Energia é acionista da SPE 3R Petroleum S.A. com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) detido pela entidade detentora dos direitos sobre o ativo de Polo Macau. Para maiores informações sobre essa reorganização societária, veja os itens 6.3 e 15.7 deste Formulário de Referência.

[13] Como o fechamento (*closing*) das transações de aquisição dos direitos da concessão sobre os Polos de Rio Ventura e Fazenda Belém (hoje detidos pela Petrobras) ainda não ocorreu, os resultados operacionais e financeiros de tais ativos ainda não estão contemplados na tabela.

7.9 - Outras Informações Relevantes

	Em milhares de reais	2T19	3T19	4T19	1T20	Abril/ Maio	Acumulado Petrobras sem ajuste CDI (A)	Jun (B)	Acumulado abr/19 a jun/20 2020 (A+B)
D1	Receita líquida	97,281	86,306	87,753	70,369	27,414	369,123	20,076[14]	**389,199**
E1	Royalties	-9,156	-8,079	-7,106	-5,535	-1,923	-31,799	-1,990[15]	**-33,789**
F1	Retenção de área	-1,213	-1,000	-872	-702	-283	-4,072	-	**-4,072**
G1	Custos/Despesas Operacionais (Opex)	-12,600	-12,600	-12,600	-13,860	-7,607	-59,267	-362[5]	**-59,629**
	Depreciação e Amortização	-	-	-	-	-	-	-4,516[5]	**-4,516**
	(=) Geração de caixa do ativo	**74,311**	**64,626**	**67,175**	**50,272**	**17,600**	**273,985[16]**	**13,208**	**287,193**
	Margem EBITDA (1) (%)	*76.4%*	*74.9%*	*76.5%*	*71.4%*	*64.2%*	*74.2%*	*65.7%*	***73.8%***
	OPEX/BBL (USD/bbl)	-	-	-	-	-	8,9	-	**-**

(1) Margem EBITDA é calculado como o EBITDA dividido pela Receita Líquida.

Resultado Financeiro Histórico do Polo Pescada (35% de participação sobre os direitos de concessão)[17][18]*:*

(Em milhares reais)	31/12/2019	30/06/2020
Receita bruta	41.353	11.553
Óleo	12.281	1.488
Gás	29.072	10.065

[14] Conforme nota explicativa 23 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30.06.20.

[15] Conforme nota explicativa 24 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30.06.20.

[16] Conforme nota explicativa 14 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30.06.20.

[17] Como o fechamento (*closing*) da transação de aquisição dos direitos da concessão sobre os 65% do Polo Pescada-Arabaiana (hoje detidos pela Petrobras) ainda não ocorreu, os resultados operacionais e financeiros refletidos na tabela apenas refletem 35% do resultado desse ativo, já detidos pela Companhia. Para maiores informações sobre essa aquisição, veja os itens 6.3 e 15.7 deste Formulário de Referência.

[18] Como a aquisição dos direitos de exploração e produção sobre os Polos de Rio Ventura e Fazenda Belém (hoje detidos pela Petrobras) ainda não foi consumada pela 3R, as demonstrações financeiras da 3R ainda não refletem tais aquisições. Para maiores informações sobre estes ativos a serem ainda adquiridos pela 3R. Para maiores informações sobre a aquisição desses ativos, veja os itens 6.3 e 15.7 deste Formulário de Referência.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Impostos e deduções	-8.953	-2.501
Royalties	-2.905	-802
Receita líquida	29.495	8.250
Despesas Operacionais	-13.126	-4.471
Aluguel de área	-	-92
Custos/Despesas Operacionais	-8.330	-2.603
Depreciação & Amortização	-4.796	-1.776
Lucro Bruto	**16.369**	**3.779**

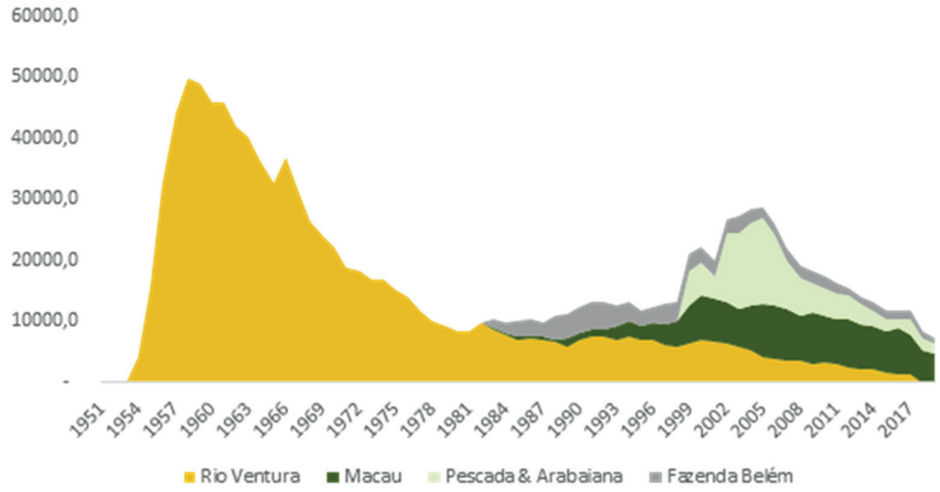
Resultado Operacional Histórico dos Nossos Ativos considerando Reorganização Societária

A tabela a seguir ilustra o histórico e a evolução da produção total dos 4 (quatro) ativos nos quais a Companhia deterá 100% de participação, após a Reorganização Societária e a aprovação dos órgãos reguladores: Macau, Pescada-Arabaiana, Rio Ventura e Fazenda Belém, considerando 100% da produção ao longo dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017; e nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019.

Operacionais	**Período de seis meses findo em 30 de junho de**			**Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de**				
	2020	**2019**	**AH (%)**	**2019**	**2018**	**AH (%)**	**2017**	**AH (%)**
	(em milhares de barris de óleo equivalente (boe/d))							
Produção	8,50	9,84	(13,6%)	9,51	10,45	(9,0%)	11,67	(10,5%)
Óleo	5,78	6,58	(12,1%)	6,43	7,06	(8,9%)	7,96	(11,2%)
Gás	2,72	3,27	(16,7%)	3,08	3,39	(9,2%)	3,72	(8,8%)

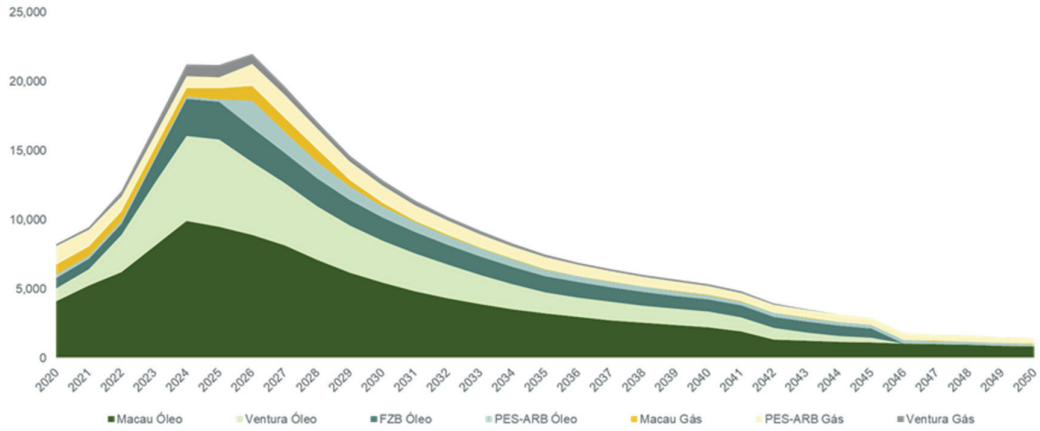
7.9 - Outras Informações Relevantes

Produção histórica de Óleo e Gás – (boe/dia)



Fonte: Dados da ANP.

Produção futura de Óleo e Gás[19] – (boe/dia)



Fonte: Relatório de reservas da Degolyer & MacNaughton e Gaffney Cline (2020)

A tabela a seguir representa o valor presente líquido da geração de caixa futura que as reservas certificadas[20] têm possibilidade de gerar, de acordo com relatório das consultorias certificadoras Degolyer & MacNaughton e Gaffney Cline de 2020, nos ativos que a Companhia deterá 100% de participação, após a Reorganização Societária e a aprovação dos órgãos reguladores. A tabela considera a totalidade da produção ao longo do período remanescente de exploração dos 4 (quatro) ativos: Macau, Pescada-Arabaiana, Rio Ventura e de Fazenda Belém.

[19] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

[20] De acordo com os relatórios das certificadoras Degolyer & MacNaughton e Gaffney Cline

7.9 - Outras Informações Relevantes

	1P+1C (mm boe)	VPL reservas[21] 1P+1C Fluxo de Caixa[22] com 10% de desconto (em USD nominal) (Enterprise Value)	2P+2C (mm boe)	VPL reservas 2P+2C Fluxo de Caixa com 10% de desconto (em USD nominal) (Enterprise Value)	3P + 3C (mm boe)	VPL reservas 3P+3C Fluxo de Caixa com 10% de desconto (em USD nominal) (Enterprise Value)	Produção Líquida de Óleo 2P e 2C 2021E (bbl/d)	Volume de Venda de Gás 2P e 2C 2021E[10] (km3/d)	Produção Total de Óleo e Gás 2P em 2021E[10] (boe/d)
Macau[23]	42.4	USD408 mm	47.7	USD441.1 mm	53.2	USD492.4 mm	5.358	184	6.440
Fazenda Belém	7.2	USD29.4 mm	12.8	USD61.9 mm	14.9	USD76.9 mm	745	0	745
Pescada & Arabaiana	3.4	USD20.3 mm	14.7	USD63.3 mm	15.9	USD69.5 mm	233	196	1.387
Rio Ventura	15.5	USD134.9 mm	24.9	USD225.6 mm	36.1	USD356.8 mm	1.149	0	1.149
Total	**68.5**	**USD592.8 mm**	**100.1**	**USD791.9 mm**	**120.0**	**USD995.6 mm**	**7.485**	**380**	**9.721**

Vantagens Competitivas

Abaixo listamos as principais vantagens competitivas da 3R e da Companhia:

A 3R e a Companhia possuem um modelo de negócio focado em potencializar o aumento do fator de recuperação de campos maduros de óleo e gás em águas rasas e em terra (onshore) sub-explorados.

Os planos de desenvolvimento da 3R e da Companhia se baseiam em estratégias simples, que incluem: (i) reativação de poços parados, (ii) intervenções de *pull-in* (para substituição de tubulação e bombas de fundo de poço), (iii) atividades de *workover* executadas para acessar reservatórios menos depletados, com pressão estática mais próxima da pressão original, e bloquear reservatórios com produção elevada de água; (iv) repressurização dos reservatórios de óleo por meio de injeção de água para compensar os volumes extraídos; e (v) incremento da capacidade de tratamento de fluidos, bem como adensamento de malha, por meio da perfuração de novos poços verticais, horizontais e direcionais em reservas consideradas provadas ou prováveis pelos certificadores.

Em outras palavras, a 3R e a Companhia não dependem de uma tecnologia específica, ultramoderna ou pouco usual e não planejam perfurar em áreas desconhecidas ou desenvolver atividades com viés exploratório. A tese é ancorada em produção e reservas certificadas. Através dessas técnicas,

[21] As reservas contingentes 1C, 2C, 3C citados nos relatórios das certificadoras são recursos contingentes de viabilidade econômico-financeira, dado que são projetos tecnicamente viáveis com fluxos de caixa positivos. Esses volumes podem ser atribuídos e classificados como reservas da 3R O&G em suas categorias PRMS equivalentes a 1P, 2P e 3P, respectivamente, com base no plano de desenvolvimento, pressupondo que (i) os direitos legais sejam transferidos da Petrobrás para a 3R (fechamento) e (ii) a concessão estendida receba a aprovação final da ANP.

[22] De acordo com os relatórios das certificadoras Degolyer & MacNaughton e Gaffney Cline. Fluxo de Caia consiste em: Receita Líquida + Royalties + Despesas Operacionais + Custos de Capital + Custos de Abandono + Impostos – estimados pelas Certificadoras

[23] Considera apenas reservas 1P, 2P e 3P – sem reservas Contingentes

7.9 - Outras Informações Relevantes

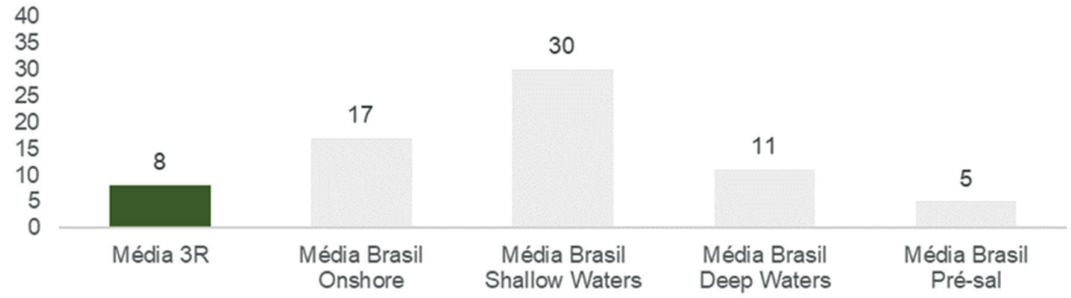
julgamos ser capazes de aumentar a proporção dos volumes de óleo e gás extraídos em relação aos volumes originais do reservatório, aumentando assim seu fator de recuperação.

Custos de extração (lifting cost) abaixo da média nacional de ativos em terra (onshore) e em águas rasas (shallow water).

A Companhia e a 3R são empresas petrolíferas de baixo custo (*low cost*), tanto em termos de despesas operacionais como em despesas gerais e administrativas. Por atuarem em ativos em produção, localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*), próximos à costa e conectados fisicamente com áreas terrestres, possuem ativos operacionalmente eficientes e de baixo custo de extração, principalmente quando comparados com as médias da indústria nacional e internacional, garantindo a nós resiliência em cenários desafiadores de preços de petróleo (*brent*).

A maior parte da produção dos polos da 3R é escoada por dutos, que interligam os poços produtores até as plantas de processo. Ao contrário dos campos marítimos em águas profundas e ultra profundas (*offshore*), não há a necessidade da utilização de navios aliviadores para escoar a produção. Por outro lado, a Companhia e a 3R também não atuam em campos isolados, como boa parte dos campos terrestres (*onshore*) da Colômbia, por exemplo, em que a logística disponível é rodoviária e o óleo é transporte por longas distâncias por caminhão, aumentando substancialmente o custo total de produção por barril. Por fim, também não há a necessidade da utilização de helicópteros ou de grandes embarcações de suporte *offshore* para transporte de pessoal, insumos, equipamentos, e refeição, pois as operações são em terra ou em plataformas *offshore* automatizadas e sem tripulação permanente (a mão de obra é necessária apenas para realizar as rotinas de manutenção).

Custos de extração por localização das reservas 2019 (U$D)



Fonte: Relatórios de certificação de reserva e Report FGV Energia ("Doing Business with the Brazilian Onshore Environment") de julho de 2020

Nosso time de executivos possui vasta experiência e histórico comprovado em atividades de revitalização de campos maduros.

No quadro de colaboradores da Companhia e da 3R, destacam-se executivos e profissionais técnicos que lideraram ao longo dos últimos 30 anos alguns dos maiores projetos de redesenvolvimento de campos petrolíferos com alto grau de explotação, acarretando expressivos incrementos de produção e reservas em diversos países da América do Sul, tais como Venezuela, Argentina e Peru.

7.9 - Outras Informações Relevantes

O corpo técnico de executivos também liderou os poucos projetos de revitalização que a Petrobras decidiu implementar, pouco antes de descobrir as reservas do pré-sal e logo após adquirir a empresa privada argentina Pérez Companc S.A. ("Pérez Companc") em 2002. Naquele momento, os atuais executivos técnicos, que atuavam em diversos países da América Latina pela Pérez Companc, foram integrados à equipe da Petrobras para replicar no Brasil técnicas e processos de revitalização bem sucedidos ao longo de sua história em outros países da América Latina.

Em 2004, a Petrobras lançou o Projeto Recage (Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Explotação), com o objetivo de potencializar ainda mais o desempenho obtido pelos profissionais egressos da Pérez Companc; porém, em 2006, com a descoberta do pré-sal, redirecionou seus esforços financeiros e intelectuais para desenvolvimento dessa nova província petrolífera. Por fim, além de altamente qualificados, vale destacar que os principais executivos estão altamente incentivados e alinhados com os interesses dos acionistas, por possuírem participação acionária, planos de ações e remuneração variável atreladas ao desempenho operacional e financeiro dos projetos.

A empresa está focada em adotar medidas para se adequar aos mais altos padrões de ESG (Environmental, Social and Corporate Governance).

Nossas primeiras operações no estado do Rio Grande do Norte iniciaram no dia 29 de maio de 2020, em meio à atual pandemia de COVID-19 e, desde então, atuamos com total segurança, seguindo os mais estritos protocolos de segurança relacionados à pandemia e nossos processos operacionais, que foram desenhados em parceria com consultoria especializada Bureau Veritas.

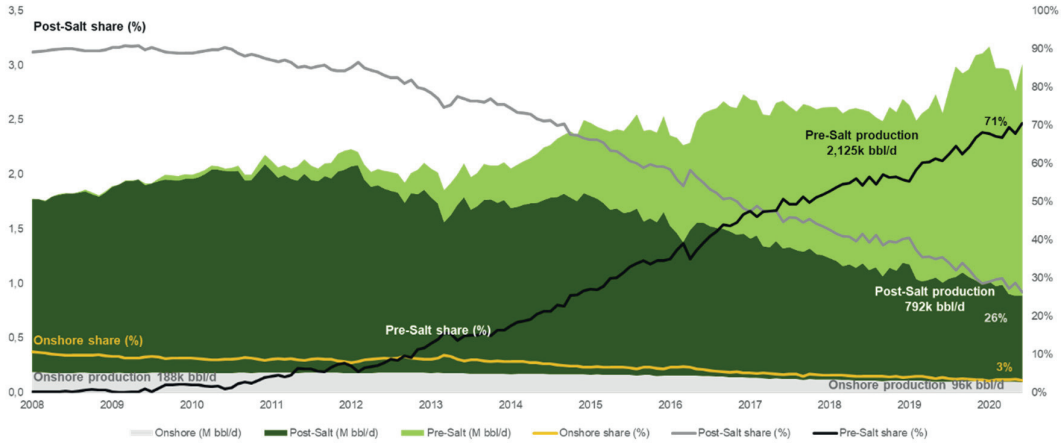
A Companhia está direcionando esforços para ter sua atuação baseada em boas práticas de governança corporativa, sustentabilidade e preservação do meio ambiente e responsabilidade social. Em nosso portfólio de projetos sustentáveis, podemos citar o projeto de captação de gás natural em poços e em instalações de superfície, de modo a minimizar (ou até mesmo zerar) a combustão de gás no *flare* ou sua ventilação à atmosfera. O projeto está em fase de contratação de serviço, sendo o primeiro de manutenção e o segundo de engenharia básica.

NOSSAS ESTRATÉGIAS

A Companhia acredita que pode se tornar a consolidadora natural de campos maduros localizados em terra (onshore) e em águas rasas (shallow water) no Brasil a partir de crescimento apoiado no plano de desinvestimentos da Petrobras anunciado publicamente

Desde 2010, a Petrobras vem transferindo o foco de suas operações para exploração e produção na camada do pré-sal e em águas profundas (*offshore*), diminuindo drasticamente a atenção e volume de investimentos em campos maduros de óleo e gás localizados em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*) conforme demonstrado no gráfico abaixo. É possível observar que enquanto a participação do pré-sal saiu de zero para 55% do negócio da Petrobrás de 2008 até 2020, a produção em terra veio declinando e se manteve próxima dos 3% nos últimos anos.

7.9 - Outras Informações Relevantes



Fonte: Dados ANP agosto 2020

Vale realçar que a Petrobras ainda detém cerca de 80% de participação (*market share)* da produção em terra (*onshore*) do Brasil e anunciou que manterá seu plano de desinvestimento acelerado ao longo dos próximos meses. Nesse contexto, a Companhia e a 3R se posicionam como uma empresa (*player*) estratégica para se consolidarem como uma empresa pioneira (*first-mover*) neste nicho promissor do setor de Exploração & Produção, com destaque para a equipe técnica devidamente qualificada, que participou de diversos projetos (*cases*) de sucesso na revitalização de campos maduros na América latina.

Abaixo apresentamos o panorama dos ativos em terra da Petrobras que poderão ser colocados à venda, divididos em bacias, bem como o estágio atual do processo de venda, representando um potencial de cerca de 187 mil barris de óleo equivalente de produção:

Bacia	Produção (boe/d)	% para ser desinvestido	Estágio de Teaser	Estágio de Non-Binding	Estágio de Binding	Concluído
Alagoas	7,523	0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%
Espírito Santo	9,785	0%	30.4%	0.0%	62.4%	7.2%
Potiguar	23,775	0%	100.0%	0.0%	0.0%	0,0%
Solimões	103,023	0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%
Tucano Sul	147	0%	0.0%	0.0%	85.2%	14.8%
Recôncavo	31,531	59.3%	0.0%	14.3%	22.3%	4.1%
Sergipe	11,264	50.0%	11.2%	0.0%	38.8%	0.0%
Total	**187,048**	-	-	-	-	-

Fonte: Dados ANP, Petrobras (média de produção do primeiro semestre de 2020) e EPBR (https://epbr.com.br/desinvestimento/).

7.9 - Outras Informações Relevantes

A Companhia pretende implementar projetos de otimização na monetização do gás natural com suas aquisições

Com a aquisição do Polo Macau e a esperada conclusão das aquisições dos Polos Rio Ventura (em aquisição), Fazenda Belém (em aquisição) e Pescada-Arabaiana (em relação aos 65% remanescentes, em processo de aquisição) ao longo de 2021, a Companhia e a 3R buscam se consolidar nos estados do Ceará, Bahia e Rio Grande do Norte.

Com tais aquisições, a Companhia e a 3R se tornarão o maior produtor de gás natural do Rio Grande do Norte, com alternativas de monetização que variam desde venda direta para distribuidoras locais, como para empresas focadas em gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito e interessados em geração de energia por meio do gás, conhecidos como *players* de "*gas-to-wire*". Com um maior volume de gás natural em produção (em função do redesenvolvimento) e consequentemente vendido, possuímos um poder de negociação maior com as suas contrapartes, tendo assim um potencial de melhorar consideravelmente nossos contratos a longo prazo e suas condições econômico-financeiras.

A Companhia acredita que tem um potencial de escopo e escala para crescer no futuro de forma inorgânica

A Companhia e a 3R possuem um potencial de crescimento não explorado dada a existência de oportunidades de aquisições em alguns países da América Latina (*i.e* Peru, Argentina, Bolívia, Equador, México e Venezuela) e a multiculturalidade de nossa equipe (com profissionais de vários países latino-americanos), abrindo assim a possibilidade da empresa se posicionar na região.

Além disso, como a Companhia possui qualificação de "Operadora A" pela ANP, existe o potencial de parcerias em aquisições oportunas em concessões em água profundas (*offshore*) em produção, incluindo águas profundas, como operadores ou não operadores. Vale ressaltar que ambas as opções são estratégias complementares ao nosso foco atual, que é operar apenas ativos no Brasil e que estejam em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*).

II. Informações complementares ao item 7 deste Formulário de Referência

Polo Macau

Em 28 de maio de 2020[24], a SPE 3R Petroleum S.A. ("SPE 3R"), subsidiária na qual a Companhia detém 67,29% do capital social, concluiu a aquisição da participação de 67,3% detida pela Petrobras no Polo Macau pelo valor de R$861.880 mil (oitocentos e sessenta e um milhões e oitocentos e oitenta mil de reais), dos quais R$185.078 mil (cento e oitenta e cinco milhões e setenta e oito mil reais) foram pagos agosto de 2019, no momento da assinatura do contrato, e outros R$676.802 mil (seiscentos e setenta e seis vírgula oitocentos e dois milhões de reais) em 28 de maio de 2020, no momento do fechamento da transação.

[24] Vide notas explicativas 12 e 14 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R Petroleum encerradas em 30/06/20.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Conforme previsto no Contrato de Compra e Venda de Ativos, a Petrobras apresentou no fechamento da transação o cálculo detalhado de ajuste de preço, apurado no período entre 01 de abril de 2019 e 28 de maio de 2020 (respectivamente, a data efetiva do contrato (*effective date*), e a data de fechamento da transação (*closing date*)). Este ajuste contemplou (i) a subtração da geração de caixa do ativo corrigida diariamente pelo índice CDI e (ii) a adição de juros de *Libor* mais 6% ao ano sobre o saldo devido à Petrobras desde o *effective date*.

A tabela abaixo[25] demonstra a conciliação do valor de R$676,8 milhões (seiscentos e setenta e seis milhões e oitocentos mil reais) pagos à Petrobras no *closing date*, em 28 de maio de 2020, cujo cálculo foi apresentado pela própria Petrobras, conforme previsão em referido Contrato de Compra e Venda de Ativos:

	Tabela 1	Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final	Valores apurados em reais para fins de ajuste no preço final	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 5,3707 para os valores apurados em dólares)[26]
	Itens de Ajuste (01/04/19 a 28/05/20) conforme Contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	**Milhares de dólares**	**Milhares de reais**	**Milhares de reais**
A	(+) Valor total da aquisição ("*Consideration*", de acordo com o Contrato)	191.103		1.026.357
B	(-) Valor do adiantamento em dólar pago em reais (equivalente a R$185 milhões, à taxa de câmbio da época, de 3,87) em 6 de agosto de 2019 ("*Deposit*", de acordo com o Contrato)	(47.776)		(256.589)
C	(+) Juros de Libor + 6% a.a. sobre o saldo devido à Petrobras	14.640		78.627
D	(-) Receita gerada pelo ativo		(379.492)	(379.492)
E	(+) Royalties		32.740	32.740
F	(+) Retenção de área		4.192	4.192
G	(+) Custos/Despesas Operacionais		60.722	60.722
I	(+) Impostos sobre o ativo		95.825	95.825
J	(+) Investimentos no ativo		14.421	14.421
K	(=) Total	157.967	(171.592)	676.802
L	**(=) Montante pago à Petrobras em 28 de maio de 2020**			**676.802**

[25] Conforme apresentada na nota explicativa 14 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R Petroleum encerradas em 30/06/20.

[26] Os valores apresentados nessa coluna formam parte integrante do contrato de compra e venda, e demonstrados assim pela vendedora, Petrobras, como o "ajuste" de preço de compra do grupo de ativos do Polo de Macau.

7.9 - Outras Informações Relevantes

A partir de junho de 2020, o ativo passou a ser operado pela SPE 3R e, consequentemente, os resultados passaram a ser contabilizados, pela SPE 3R, nas demonstrações financeiras referentes ao período findo em 30 de junho de 2020. A tabela abaixo apresenta os resultados sumarizados do ativo para esse período, com base no ajuste de preço:

Item	Tabela 2 - (Em milhares de reais)	2T19	3T19	4T19	1T20	Abr/Mai	Acumulado Petrobras sem ajuste CDI (A)	Jun (B)	Acumulado abr/19 a jun/20 2020 (A+B)
D1	Receita líquida	97,281	86,306	87,753	70,369	27,414	369,123	20,076[27]	**389,199**
E1	Royalties	-9,156	-8,079	-7,106	-5,535	-1,923	-31,799	-1,990[28]	**-33,789**
F1	Retenção de área	-1,213	-1,000	-872	-702	-283	-4,072	0	**-4,072**
G1	Custos/Despesas Operacionais (Opex)	- 12,600	- 12,600	- 12,600	- 13,860	-7,607	-59,267	-362[29]	**-59,629**
	Depreciação e Amortização	-	-	-	-	-	-	-4,516[30]	**-4,516**
L1	**(=) Geração de caixa do ativo**	**74,311**	**64,626**	**67,175**	**50,272**	**17,600**	**273,985[31]**	**13,208**	**287,193**
	Margem EBITDA (%)[32]	*76.4%*	*74.9%*	*76.5%*	*71.4%*	*64.2%*	*74.2%*	*65.7%*	***73.8%***
	OPEX/BBL (USD/bbl)						8,9		

Conforme a tabela acima, o Polo Macau gerou de caixa um caixa acumulado de R$273,9 milhões (duzentos e setenta e três milhões e novecentos mil reais) entre *effective date* e *closing date*, uma média acima de R$4,3 milhões mensais. O Opex foi de USD 8,9 por barril de óleo ou USD 6,4 por barril de óleo equivalente (óleo mais gás).

	Tabela 3 - (em milhares de reais)	Demonstração dos valores apurados em reais para fins de ajuste no preço final
L1	**Geração de caixa do ativo**	**273,985**
	(-) Impostos sobre o ativo	93,155
	(-) Investimento no ativo	14,067
	(+) Ajustes a taxa CDI	4,829
	(=) Geração de caixa apurada para fins de ajuste de preço	**171,592[33]**

[27] Conforme nota explicativa 23 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30/06/20.

[28] Conforme nota explicativa 24 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30/06/20.

[29] Conforme nota explicativa 24 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30/06/20.

[30] Conforme nota explicativa 24 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30/06/20.

[31] Conforme nota explicativa 14 das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30/06/20.

[32] Quociente entre os itens L1 e D1.

[33] Conforme nota explicativa 14, letra K, das demonstrações financeiras consolidadas da 3R encerradas em 30/06/20.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Conforme demonstrado na tabela acima, após os descontos e acréscimos, foi reduzido do montante devido à Petrobras no fechamento R$171,5 milhões (cento e setenta e um milhões e quinhentos mil reais), tendo sido R$676,802 milhões (seiscentos e setenta e seis milhões e oitocentos e dois mil reais) efetivamente desembolsados pela Companhia na data de fechamento.

Os principais custos no período foram relativos à retenção de área, royalties e custos operacionais (Opex), custos estes reportados pela Petrobras na data de fechamento no âmbito do ajuste de preço previsto contratualmente. É importante ressaltar que a Petrobras não compartilha seus resultados contábeis por ativo, por dificuldades internas de rateio.

Todos os valores apresentados acima foram reportados pela Petrobras na data de fechamento para cômputo do ajuste de preço, conforme previsto no Contrato de Compra e Venda do Polo Macau firmado em agosto de 2019.

O Polo Macau, quando operado pela Petrobras, já apresentou custos operacionais bastante reduzidos, tendo como média no período um valor de Opex US$8,9 por barril de óleo ou US$6,4 por barril de óleo equivalente (óleo mais gás) durante o período entre assinatura e fechamento do contrato, o que permite que o ativo continue gerando caixa mesmo em cenários de baixos preços de petróleo. Tal fato é evidenciado por meio da análise dos resultados do segundo trimestre de 2020, onde o Brent atingiu níveis historicamente baixos, com média de US$29,20 (vinte e nove dólares e vinte centavos) por barril, e ainda assim o ativo apresentou resultado positivo com geração de caixa em abril e maio de 2020 de R$17,6 milhões (dezessete milhões e setecentos mil reais). A 3R e a Companhia enxergam em Macau um ativo resiliente, com custos atrativos e elevado potencial de geração de caixa.

Entre o segundo trimestre de 2019 e maio de 2020, o cluster de Macau teve geração de caxa acumulado de R$274 milhões (duzentos e setenta e três milhões de reais), com margem média de 74,2%. Vale ressaltar que não houve investimentos na revitalização do campo por parte da Petrobras no mesmo período, ou seja, todos os investimentos realizados foram focados apenas na manutenção do ativo e na renovação de licenças.

A 3R e a Companhia tem como estratégia revitalizar os campos maduros através de novas perfurações, da reativação de poços e da melhoria na produção, através da substituição ou instalação de equipamentos de processo (tanques, vasos, linhas de escoamento, bombas de injeção etc.). Através da implementação dessas estratégias, é possível aumentar a curva de produção dos ativos e, consequentemente, a geração de caixa.

III. Informações complementares ao item 7.3(a)(b) deste Formulário de Referência

Campos Maduros em Terra (*Onshore*) e Águas Rasas (*Shallow water*)

A exploração e produção de petróleo pode ocorrer em terra (*onshore*), águas rasas (*shallow water*) e águas profundas (offshore). Atualmente, a produção brasileira é muito concentrada em águas profundas, sendo a maior parte da produção em campos do pré-sal. Tais campos requerem vultuosos investimentos (i) em atividades exploratórias e (ii) em sistemas submarinos de produção, risers e plataformas, durante a etapa de desenvolvimento, que se inicia após declaração de comercialidade. Estes projetos tipicamente estão atrelados a longos ciclos de investimentos até a produção do

7.9 - Outras Informações Relevantes

primeiro óleo e são implementados por grandes empresas, como a Petrobras e outras majors, que buscam projetos de alta produtividade, além de rentáveis.

Desde 2008, com o crescente foco da Petrobras na exploração e produção das enormes jazidas do pré-sal, a produção em águas rasas e terrestres, bem como nos campos pós-sal, têm perdido representatividade em relação à produção total brasileira. Em junho de 2020, enquanto a produção de petróleo em campos de petróleo em (i) águas rasas e terrestres foi de 96 mil barris por dia e (ii) em campos pós-sal foi de 792 mil barris por dia, a produção de petróleo em campos pré-sal foi de 2.124 mil barris por dia, atingindo aproximadamente 71% da produção nacional.

O Brasil possui reservas significativas de óleo e gás, principalmente concentradas no pré-sal, com 56% das reservas de petróleo e 53% das reservas de gás concentradas nesse segmento. As reservas em águas profundas (offshore) tradicionais também representam uma parcela significativa, com 39% e 29% das reservas de petróleo e gás natural, respectivamente. As reservas terrestres (*onshore*), representam 5% e 18% das reservas de petróleo e gás natural, respectivamente. Em termos da produção de óleo e gás, a produção terrestre representa 3%, enquanto o pré-sal e o pós-sal (offshore) representam 97% do total.

Atualmente, a Petrobras é o maior produtor brasileiro de petróleo e gás natural, com uma produção superior a 3,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia no período entre janeiro e junho de 2020, o que corresponde a mais de 93% da produção do país. Considerando a produção total de óleo e gás do país, a Petrobras é seguida pela Royal Dutch Shell (produção de 52,4 mil barris equivalentes por dia) e PetroRio (produção de 34,9 mil barris equivalentes por dia).

Companhia	Total (barris/dia)	*Market Share* (%)
Petrobras	3,528,538	93.91%
Shell	52,777	1.40%
Equinor	37,711	1.00%
Total E&P	34,537	0.92%
Petrorio	30,011	0.80%
Enauta	26,456	0.70%
Eneva	17,505	0.47%
3R Petroleum Óleo e Gás S.A.[34]	**8,561**	**0.23%**
Petro Recôncavo	5,702	0.15%
Dommo Energia	5,132	0.14%
Maha	3,420	0.09%
Perenco	3,100	0.08%
SHB	1,615	0.04%
Imetame	539	0.01%

[34] A tabela considera a produção dos ativos da 3R Petroleum já assinados (65% de Pescada-Arabaiana, 100% de Fazenda Belém e 100% de Rio Ventura) e fechados (100% de Macau – exceto Sanhaçu, detendo somente 50% - e 35% de Pescada-Arabaiana).

7.9 - Outras Informações Relevantes

Petrosynergy	426	0.01%
Novapetroleo	219	0.01%
Partex Brasil	204	0.01%
Geopark	177	0.00%
Petrogal	172	0.00%
Phoenix	92	0.00%
Petroborn	89	0.00%
Outros	206	0.01%

Fonte: Dados ANP, média primeiro semestre de 2020.

Em relação à produção de petróleo e gás natural em águas rasas e terrestre (*onshore*) no Brasil, a Petrobras também aparece em primeiro lugar no ranking, com uma produção próxima a 190 mil barris de óleo equivalente por dia e participação de mercado superior a 83%. A Eneva S.A. é a segunda maior produtora em águas rasas e terrestre (*onshore*). Seu modelo de negócio é centrado no Reservoir-to-Wire (R2W), que consiste na geração térmica de energia integrada aos campos produtores de gás natural. Em terceiro, destaca-se a Companhia, com uma produção de 8,6 mil barris de óleo equivalente por dia (óleo mais gás) e market share de aproximadamente 4%, se contemplado os ativos em processo de aquisição (Polo Rio Ventura, Polo Fazenda Belém e 65% do Polo Pescada-Arabaiana) e os já adquiridos (Polo Macau19 e 35% do Polo Pescada-Arabaiana).

Companhia	Total (boe/dia)	*Market Share* (%)
Petrobras	187,048	83.06%
Eneva	16,932	7.52%
3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	**8,561**	3.80%
Petro Reconcavo	5,656	2.51%
Maha	2,846	1.26%
SHB	1,605	0.71%
Central Resources	504	0.22%
Imetame	486	0.22%
Petrosinergy	424	0.19%
Novapetro	219	0.10%
Partex Brasil	205	0.09%
Petrogal	173	0.08%
Geopark	147	0.07%
Outros	400	0.18%

Fonte: Dados ANP, média primeiro semestre de 2020.

Royalties

A indústria de óleo e gás natural brasileira possui uma vantagem competitiva para os produtores de campos *onshore* quando comparada com outros países produtores. O país possui uma das taxas de

7.9 - Outras Informações Relevantes

royalties mais baixas do mundo para a produção terrestre, que varia entre 5% e 10%, enquanto a maioria dos países produtores de óleo e gás possuem royalties que variam de 10% e 30%, respectivamente, podendo chegar a 30%, como é o caso da Venezuela ou 15% como é o caso do Kuwait.

Fator de Recuperação

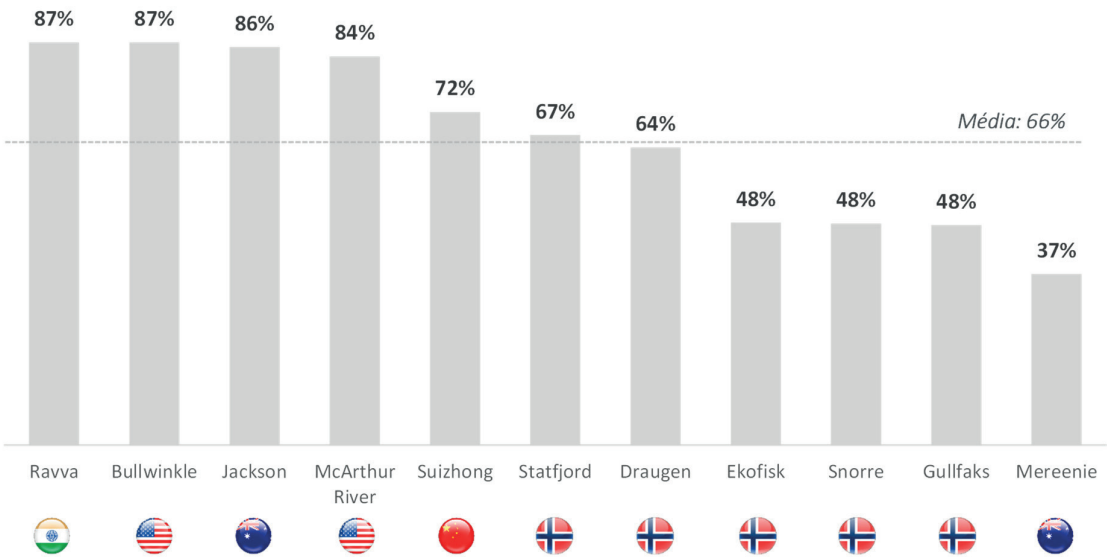
Os campos em águas rasas e terrestre (*onshore*) brasileiros possuem grande potencial de melhoria em seu fator de recuperação20 quando comparados às diferentes bacias no mundo. Analisando o fator de recuperação de bacias selecionadas em diferentes países, identifica-se uma média de 64%, substancialmente acima da média brasileira, que é de 21%.

O principal motivo para observarmos fatores de recuperação nos campos brasileiros consideravelmente inferiores aos outros países está atrelado ao desempenho da Petrobras em suas campanhas exploratórias. Ao longo das últimas décadas, a Petrobras foi muito bem sucedida nessas campanhas, descobrindo províncias de hidrocarbonetos cada vez maiores e mais produtivas a cada ciclo de 12 a 15 anos.

Dessa forma, antes de iniciar projetos de redesenvolvimento em campos em terra, a Petrobras descobriu os campos em águas rasas, no final da década de 60. O mesmo aconteceu quando a Petrobras foi bem sucedida em atividades exploratórias em campos de águas mais profundas, no final da década de 80, momento em que descobriu novos reservatórios na Bacia de Campos, já em uma lamina d'água superior a 400 metros. Finalmente, em 2007, a Petrobras descobriu os primeiros campos do pré-sal. Dessa forma, os pilares de atuação da Petrobras sempre foram as atividades de exploração e o desenvolvimento dos novos campos, não priorizando projetos de redesenvolvimento e revitalização em seus planos de negócios.

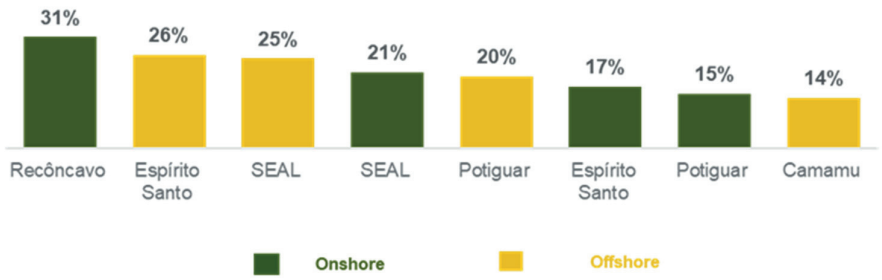
7.9 - Outras Informações Relevantes

Fator de Recuperação de Bacias Selecionadas Globais



Fonte: ANP, e Petrobras, (dados de 2018), C&C Reservoirs (Analogs in Resource Assessment and Beyond, página 42) e Stavanger Norway (EOR Screening and Potential Applications on the Norwegian Continental Shelf (NCS), página 4)

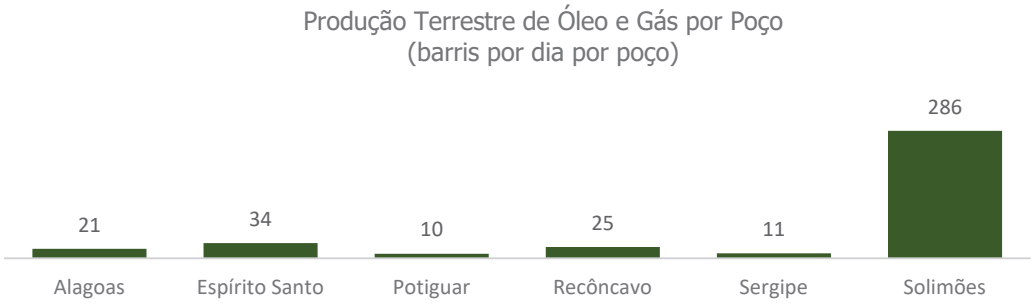
Fator de Recuperação de Bacias Selecionadas no Brasil



Fonte: ANP e Petrobras, dados de 2019

7.9 - Outras Informações Relevantes

Para incremento do fator de recuperação, há diversas técnicas e métodos conhecidos, que estão disponíveis e já foram amplamente testados em outros campos produtores ao redor do mundo. Nos campos que compõem o portfólio da 3R, a intenção da Companhia é iniciar o plano de redesenvolvimento por meio de atividades que apresentem menor ciclo de investimento e possuam payback acelerado, tais como: (i) reativação de poços que estavam fora de operação por falta de manutenção, (ii) atividades de pull-in, que consiste na intervenção em poços por meio de sondas e/ou guindastes para substituição de revestimentos ou bombas de fundo de poço e (iii) Debottlenecking, que consiste na ampliação e adaptação das plantas de processo para incremento da capacidade de tratamento de fluidos. Na segunda etapa de revitalização, planeja-se atividades (i) de workover, que consiste em intervenções em poços para acessar reservatórios menos depletados e bloquear reservatórios com produção elevada de água e (ii) para adensamento de malha, por meio da perfuração de novos poços verticais, horizontais e direcionais em reservas consideradas provadas ou prováveis pelos certificadores. Vale destacar que a 3R não depende de uma tecnologia específica, ultramoderna ou pouco usual para realização de seus planos de revitalização e não planejamos perfurar em áreas desconhecidas ou desenvolver atividades com viés exploratório. O gráfico abaixo exibe a produtividade por poço e por bacia onshore, média primeiro semestre de 2020.



Fonte: ANP agosto 2020

Características do Processo de Produção

Polo Macau:

A aquisição dos campos do Polo Macau (conforme abaixo definido), concluída em maio de 2020, transferiu 67,3% (a DBO detém a participação remanescente)[35] da reserva descoberta pela Petrobras diretamente à 3R, e a produção já existente proporcionou de forma imediata à Companhia uma receita bruta da venda de óleo de R$26,5 milhões no mês junho de 2020 (considerando 100% do ativo).

O polo Macau é composto por sete campos terrestres na fase de produção: (i) Salina Cristal; (ii) Aratum; (iv) Serra, (v) Macau, (vi) Lagoa Aroeira, (vii) Porto Carão; e (viii) Sanhaçu, sendo este último campo em parceria com a Petrogal Brasil Ltda. - GALP, que detém 50% de participação ("Polo Macau"). Todos os campos do Polo Macau são terrestres (*onshore*) e localizados na bacia Potiguar e todos são operados única e exclusivamente pela SPE 3R Petroleum (a Companhia detém 67,29% de

[35] A Companhia participa dos ativos do Polo Macau através da subsidiária SPE 3R Petroleum S.A., que detém 100% de participação nos ativos (exceto Sanhaçu, no qual detém apenas 50%). Atualmente, a empresa DBO Energia S.A. é acionista da SPE 3R Petroleum S.A. com 32,71% de participação, sendo o restante (67,29%) da Companhia.

7.9 - Outras Informações Relevantes

participação na SPE 3R Petroleum). O campo de Aratum possui duas plataformas em águas rasas (*offshore)* fixas não habitadas que se encontram em estágio não operacional enquanto aguardam o licenciamento ambiental.

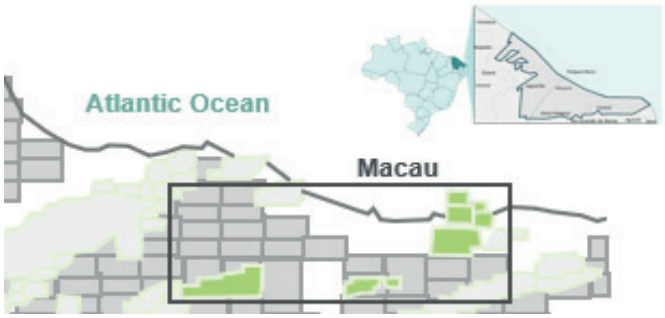


Figura 1 – Polo Macau

A Companhia e a 3R acreditam que os campos do Polo Macau possuem diversas oportunidades que serão analisadas e serão refletidas no novo plano de desenvolvimento a ser submetido pela SPE 3R à ANP ainda em 2020. Entre as atividades planejadas estão a abertura de novas zonas produtoras em Salina Cristal, reabertura de poços em Salina Cristal e Serra, perfuração de poços direcionais para atingir zonas produtoras pouco exploradas pelo antigo operador e redução do transporte de água produzida aumentando a injeção.

Os 7 (sete) campos possuem um total de 381 poços sendo 192 em produção. Os demais poços estão abandonados ou fechados. A 3R e a Companhia tem como estratégia reativar 49 poços que atualmente se encontram fechados e intervir em 55 poços produtores, com o objetivo de aumentar rapidamente a produção do Polo Macau com pouco investimento.

O fechamento de um poço pode ser parte da estratégia da empresa operadora ou pode ser algum tipo de falha ocorrida, ou pode acontecer que a falta de equipes para reabrir o poço force a empresa operadora a mantê-lo fechado. No caso do Polo Macau a 3R e a Companhia entendem que a falta de equipe da antiga operadora dedicada à reabertura de poços seja o causador do grande número de poços fechados. A 3R e a Companhia não pretendem abrir poços sem economicidade. Como os poços já possuem licenças ambientais, a única obrigação é informar à ANP que determinados poços serão reabertos.

A data de encerramento das concessões é em agosto de 2025 (exceto com relação a Sanhaçu, cujo término da concessão é novembro de 2036). No entanto, há uma cláusula no contrato de concessão com a ANP permitindo extensão por mais 27 anos a depender da quantidade de investimentos e de reservas contemplados no plano de desenvolvimento a ser apresentado à ANP. A Companhia e a 3R acreditam reunir todas as condições para cumprir com todos os requisitos necessários para obter a extensão desse contrato de concessão por mais 27 anos.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Status dos poços Julho / 2020	Produzindo / Injetando / em Intervenção	Fechado / Abandonado	Arrasado / Devolvido	Total
Aratum		10		10
Macau	11	12	8	31
Salina Cristal	136	91	11	238
Serra	27	14	2	43
Lagoa Aroeira	9	7	4	20
Porto Carão	11	19	3	33
Sanhaçu	2	1	2	5

Tabela 1 – Status dos poços do Cluster Macau

Polo Fazenda Belém

Em 14 de agosto de 2020 a 3R e a Petrobras assinaram o contrato de compra e venda do Polo Fazenda Belém (conforme definição abaixo). Neste momento as empresas reúnem a documentação legal, financeira e técnica necessárias para iniciar o processo de cessão dos direitos na ANP. A Companhia e a 3R acreditam que, caso aprovada, a consumação dessa operação se dará ao longo de 2021.

O polo Fazenda Belém é composto por 2 (dois) campos na fase de produção localizados no Ceará, na bacia Potiguar: (i) Fazenda Belém; e (ii) Icapuí ("Polo Fazenda Belém"). Os dois campos são terrestres (*onshore)*.

Da mesma forma que o Polo Macau, o fato de os campos estarem produzindo significa que a Companhia já passou pela fase de prospecção (ou exploração), diminuindo substancialmente o risco inerente da indústria. A aquisição dos campos do Polo Fazenda Belém transferirá a reserva descoberta pela Petrobras diretamente à Companhia.

A data de encerramento das concessões é agosto de 2025. No entanto, há uma cláusula no contrato de concessão com a ANP permitindo extensão por mais 27 anos a depender da quantidade de investimentos e de reservas apresentados no plano de desenvolvimento a ser apresentado por nós à ANP. A Companhia e a 3R acreditam reunir todas as condições para cumprir com todos os requisitos necessários para obter a extensão desse contrato de concessão por mais 27 anos, o que está sujeito à aprovação da ANP.

Os campos do Polo Fazenda Belém possuem diversas oportunidades que serão analisadas e refletirão no novo plano de desenvolvimento a ser submetido à ANP em 2021, após a consumação dessa aquisição pela 3R e, consequentemente, pela Companhia. As atividades programadas são perfuração de poços, abertura de novas zonas produtoras, reabertura de poços e aplicação de tecnologia de recuperação secundária.

As 2 (duas) concessões possuem um total de 984 poços sendo que 244 se encontram em produção. Os demais poços estão abandonados ou fechados. A Companhia e a 3R tem como estratégia intervir em 137 poços produtores, com o objetivo de rapidamente elevar a produção do Polo Fazenda Belém, com investimento reduzido.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Status dos poços Julho/2020	Produzindo	Fechado	Abandonado	Total
Fazenda Belém	243	637	92	972
Icapuí	1	4	7	12

Adicionalmente, os campos do Polo Fazenda Belém possuem 10 (dez) estações coletoras, uma estação de tratamento do óleo, uma estação de tratamento da água e uma estação de tratamento da água que será usada como vapor. Possui também sete unidades de geração de vapor.

Polo Rio Ventura:

Em 21 de agosto de 2020 a 3R e a Petrobras assinaram o contrato de compra e venda do Polo Rio Ventura (conforme definido abaixo). Neste momento as empresas reúnem a documentação legal, financeira e técnica necessárias para iniciar o processo de cessão dos direitos na ANP. A Companhia e a 3R acreditam que, caso aprovada, a consumação dessa operação se dará ao longo de 2021.

O Polo Rio Ventura é composto por 8 (oito) campos na fase de produção localizados na Bahia, na bacia do Recôncavo: (i) Água Grande; (ii) Fazenda Alto das Pedras; (iii) Bonsucesso; (iv) Pedrinhas; (v) Pojuca; (vi) Rio Pojuca; (vii) Tapiranga; e (viii) Tapiranga Norte. Todos os campos são terrestres (*onshore)* ("Polo Rio Ventura").

Os campos do Polo Rio Ventura possuem diversas oportunidades que serão analisadas e refletirão no novo plano de desenvolvimento a ser submetido à ANP em 2021 após a consumação dessa aquisição pela 3R e, consequentemente, pela Companhia. As atividades programadas são perfuração de novos poços, aplicação de técnicas de recuperação secundária e abertura de novas zonas produtoras.

A data de encerramento das concessões é agosto de 2025. No entanto há uma cláusula no contrato de concessão com a ANP permitindo a extensão do mesmo por mais 27 anos, o que significa que o contrato poderá vigorar até 2052 a depender da quantidade de investimentos e de reservas apresentados no plano de desenvolvimento a ser apresentado à ANP. A Companhia e a 3R acreditam reunir todas as condições para cumprir com todos os requisitos necessários para obter a extensão desse contrato de concessão.

As 8 (oito) concessões possuem um total de 599 poços sendo 52 em produção. Os demais poços estão abandonados ou fechados. A Companhia tem como estratégia reativar 193 poços e intervir em outros 34 poços produtores, com o objetivo de incrementar rapidamente a produção do Polo Rio Ventura com baixo investimento.

O fechamento de um poço pode ser parte da estratégia da empresa operadora ou pode ser algum tipo de falha ocorrida, ou pode acontecer que a falta de equipes para reabrir o poço force a empresa operadora a mantê-lo fechado. A 3R e a Companhia não pretendem abrir poços sem economicidade e devem informar a ANP quais poços serão reabertos durante o desenvolvimento do campo.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Status dos poços Julho/2020	Produzindo	Fechado	Abandonado	Total
Polo Rio Ventura	52	373	174	599

Adicionalmente, as concessões possuem 3 (três) estações coletoras e 5 (cinco) pontos de coleta. As estações coletoras possuem estações de tratamento, enquanto os pontos de coleta são compostos de tanques que descarregam o óleo em carretas que transportam o óleo até as estações coletoras.

Características do processo de distribuição

A Petrobras inclui dentro do pacote de ativos em processo de venda todos os bens necessários para a produção e escoamento da produção, sendo essa relação definida conforme o contrato de compra e venda de cada ativo.

O ativo de Rio Ventura, por exemplo, escoa mais de 95% de sua produção de óleo e gás via dutos, sendo toda essa infraestrutura incluída no polo. Já Fazenda Belém, escoa sua produção ao destino final via carretas. A logística interna é realizada majoritariamente via dutos de propriedade do polo. Portanto, a Companhia incorre apenas em custos normais de manutenção desses ativos e em contratos de transporte via carretas.

Produção de Óleo e Gás no Polo Macau:

O escoamento da produção do Polo Macau é bastante simples, composto por duas estações coletoras (CN-B e Macau-A) e três pontos de coleta (Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu). O gás vendido é todo escoado via gasodutos que saem das estações coletoras. O óleo vendido é escoado por oleodutos através das estações de CN´B e Macau-A ou por carretas no caso do ponto de coleta de Sanhaçu.

A produção de óleo dos campos de Salina Cristal, Lagoa Aroeira e Porto Carão são recebidos na Estação Coletora de Conceição-B (CN-B). O campo de Salina Cristal utiliza oleodutos para o escoamento até CN-B, enquanto os campos de Porto Carão e Lagoa Aroeira escoam sua produção por meio de carretas de 30m3 (média de 11 carretas por dia e por campo). Neste caso, a Petrobras recebe o óleo em Guamaré, não utilizando sua infraestrutura para escoamento, como por exemplo a Estação Coletora de Alto do Rodrigues-A (AR-A).

A produção de óleo dos campos de Serra, Aratum e Macau é recebida na Estação Coletora de Macau-A (MA-A). Os três campos utilizam oleodutos para o escoamento até MA-A.

O óleo recebido nas estações coletoras de CN-B e MA-A e é enviado ao Ativo Industrial Guamaré (AIG) que é operado pela Petrobras por oleodutos. No AIG o óleo é tratado e enquadrado segundo disposto na regulação aplicável da ANP e então medido fiscalmente. A regulação determina que o óleo deve ser medido fiscalmente com menos de 1% de água.

O campo de Sanhaçu, por ter um volume muito baixo de água, tem sua medição fiscal feita em tanque, sendo sua produção é direcionada diretamente ao AIG por carreta de 30m3 (média de uma carreta por dia). No AIG são feitos os testes laboratoriais do óleo que definem seu preço de venda. Os testes em laboratório visam determinar a quantidade de água, a especificação, que deve ser menor que 1%, e o grau API (escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo), que determinará o preço do óleo.

7.9 - Outras Informações Relevantes

De forma a dar maior clareza ao passo a passo do processo, a figura abaixo ilustra o processo de produção, conforme acima descrito:

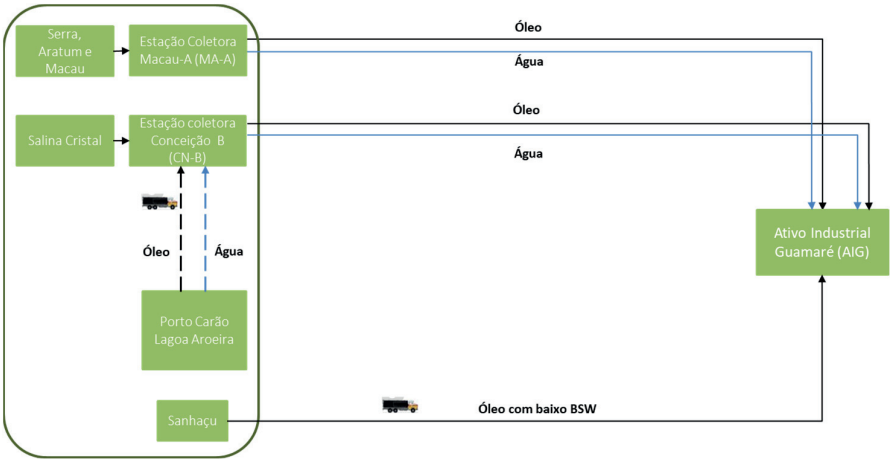


Figura 2 – Processo de escoamento da produção.

A produção de gás comercial do Polo Macau se encontra nos campos de Sanhaçu, Salina Cristal, Serra, Aratum e Macau e é composta apenas por gás associado. Gás associado é o gás que se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás no reservatório geológico, isto é, são frações que se desprendem do óleo produzido.

Por outro lado, o volume de gás produzido em Sanhaçu, Salina Cristal, Serra, Aratum e Macau tem escala comercial e, portanto, a produção é escoada via gasoduto para a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) da Petrobras, localizada em Guamaré. Já a produção de óleo de Sanhaçu é transportada por carretas até a refinaria Lubnor em Fortaleza, Ceará.

Por estratégia da Companhia, em julho de 2020 optou-se por desenvolver projeto para a utilização do gás de Salina Cristal como fonte para geração de energia, sendo que tal projeto se encontra em andamento.

Produção de Óleo e Gás Polo Fazenda Belém (em processo de aquisição):

A produção de óleo dos poços no Polo Fazenda Belém é escoada para cada uma das dez estações coletoras, via oleoduto. Das estações coletores o óleo é transportado até a planta de tratamento, via oleoduto com extensão total de 40km e gasodutos com extensão de 14km, para que seja especificado de acordo com a regulação de 1% de água, e, em seguida, é transportado via carretas para o cliente final do óleo produzido, Refinaria da Petrobras LUBNOR - Lubrificantes e Derivados do Nordeste.

O Polo Fazenda Belém produz um volume de gás baixo, considerado subcomercial, não apresentando viabilidade econômica que justifique infraestrutura para venda desse tipo de hidrocarboneto no ponto de vista da Companhia e considerando seu modelo de negócio.

7.9 - Outras Informações Relevantes

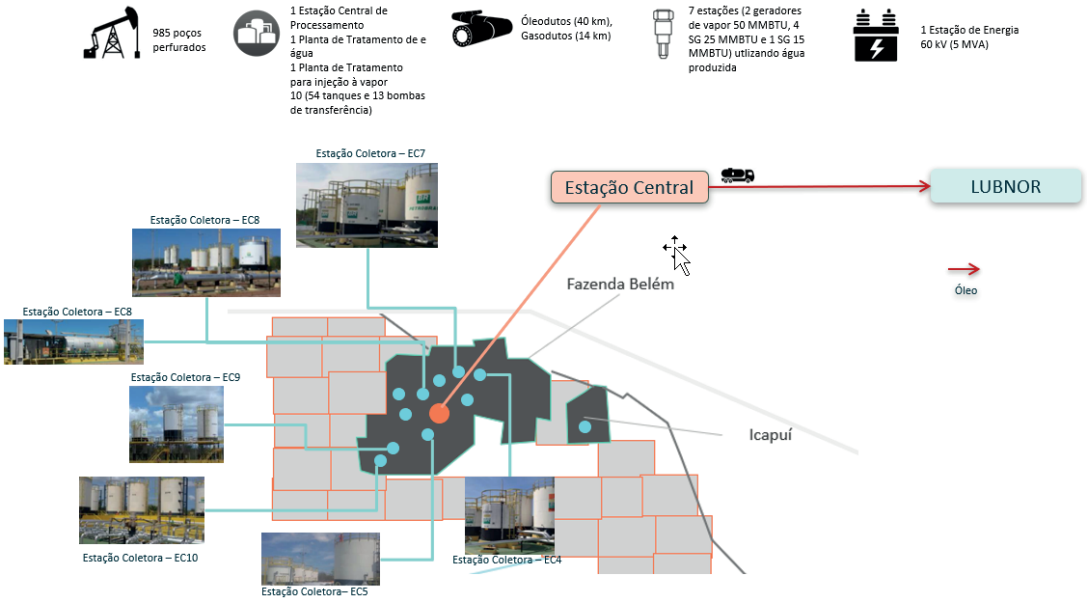


Figura 3 - Esquema de produção: cluster Fazenda Belém

<u>Produção de Óleo e Gás Polo Rio Ventura (em processo de aquisição)</u>:

A produção de óleo no Polo Rio Ventura é escoada por meio de carretas ou dutos para a estação de tratamento de Rio Ventura. Na Planta de tratamento o óleo é especificado segundo a regulação para o patamar de 1% de água e transportado via duto para o Parque Recife e para UPGN de Catu, ambos de propriedade da Petrobras.

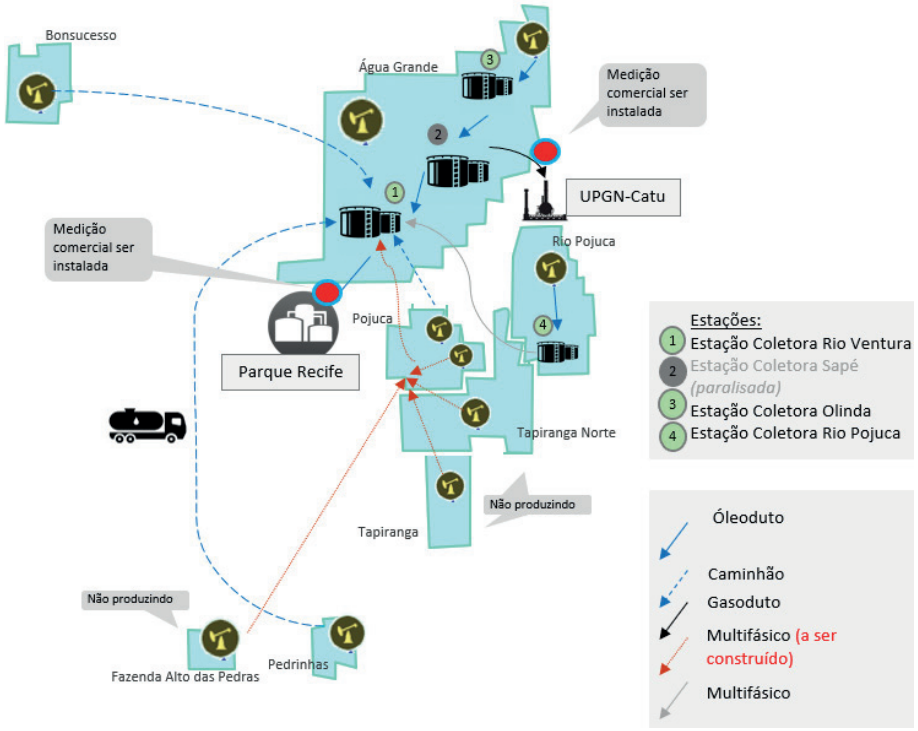


Figura 4 - Esquema de produção: cluster Rio Ventura

7.9 - Outras Informações Relevantes

IV. Custo de Extração *(lifting cost)*

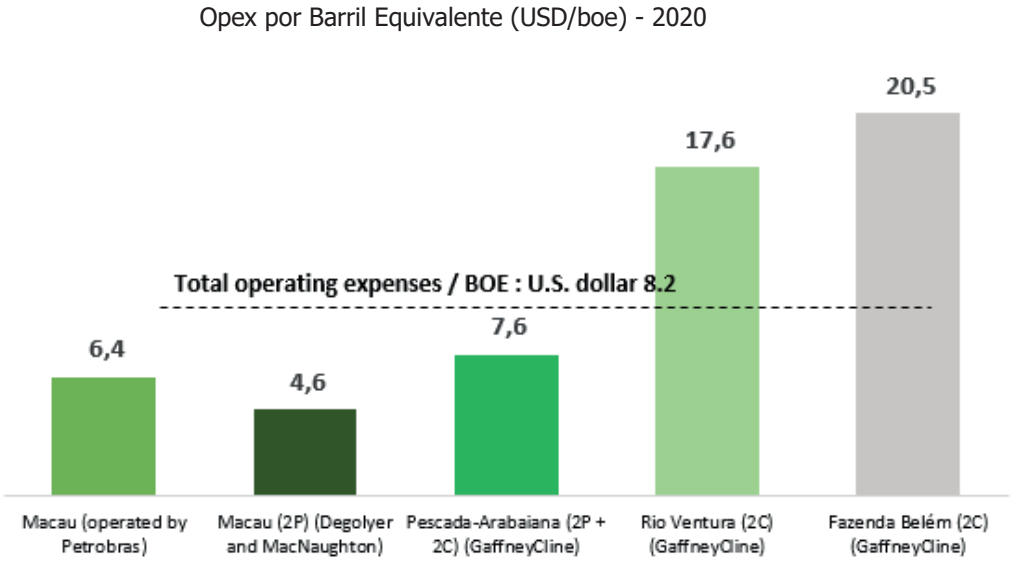
O custo de extração de petróleo no Brasil varia de acordo com a localização dos campos (*onshore* ou *offshore*) e lâmina d'água. De acordo com a BP Energy, em 2019 no Brasil, o custo médio de extração em campos de águas rasas era de US$30 por barril, enquanto em campos terrestres (*onshore*) era de US$19 por barril. Já em águas profundas (*offshore*), o valor médio do *lifting cost* é de US$13 por barril e no pré-sal de US$6 por barril. Vale lembrar que, embora apresentem custos de extração mais competitivos, os campos do pré-sal e novos desenvolvimentos em águas profundas requerem investimentos volumosos de CAPEX.

O OPEX por barril equivalente de óleo da Companhia (assumindo a consumação da aquisição dos Polos Pescada-Arabaiana, Rio Ventura e Fazenda Belém) previsto para 2020 é de US$8,20[36], abaixo da média nacional de custo de extração *onshore* de US$19,50 por barril, que considera somente o *lifting cost* de forma isolada. Para 2025, a média esperada, utilizando como base o relatório de certificação de reservas emitidos pelas consultorias DeGolyer & MacNaughton e Gaffney Cline em 2020, é de US$6,74 por boe.

De acordo com o relatório de certificação de reservas da DeGolyer & MacNaughton, o Polo Macau pode atingir o menor OPEX por barril equivalente estimado entre os ativos (US$4,6) da Companhia ainda em 2020, impactando positivamente o indicador total da 3R, já que sua produção representa 60% do total estimado para 2020. O valor de OPEX de US$6,4 por barril equivalente demonstrado abaixo foi calculado utilizando o histórico da gestão feito pela Petrobras no período de transição do Polo Macau para a 3R entre abril de 2019 e maio de 2020.

[36] A 3R Petroleum ainda não opera os Polos de Pescada, Rio Ventura e Fazenda Belém. Tais Polos são atualmente operados pela Petrobras, até que se conclua o processo de transição, o que se dá por meio da aprovação da ANP para as transferências das concessões. O OPEX por barril equivalente para estes ativos foi calculado utilizando o OPEX e as estimativas de produção para o ano de 2020 e 2025, apresentados nos relatórios de certificação de reservas elaborados pelas consultorias especializadas DeGolyer & MacNaugton e Gaffney Cline.

7.9 - Outras Informações Relevantes

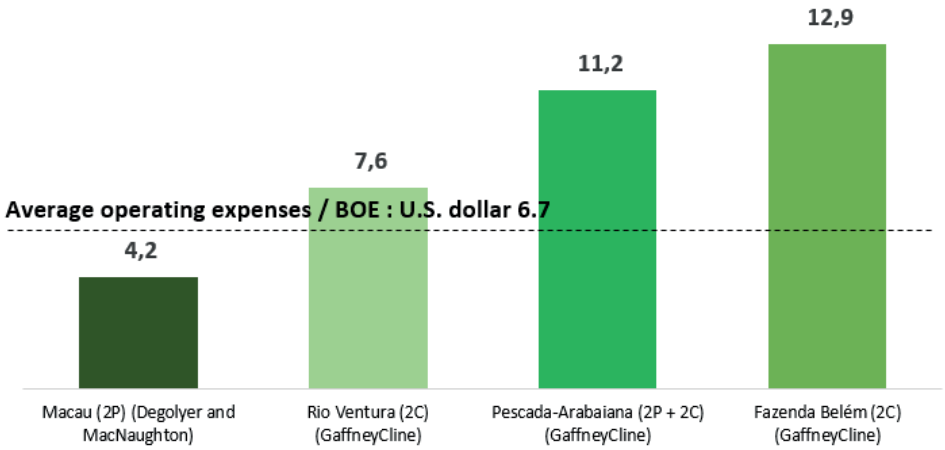


Fonte: *Relatório das empresas certificadoras de reserva DeGolyer e Gaffney Cline 2020. Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados, à exceção do valor da coluna à esquerda "Macau – Gestão Petrobras", que foi o valor apresentado pela Petrobras no momento do ajuste de preço na conclusão da aquisição do Polo Macau.*

A partir do incremento de produção previsto nos planos de desenvolvimento e refletidos nos relatórios de reserva emitidas pelas certificadoras, podemos observar no gráfico abaixo um patamar ainda mais baixo paro o valor de OPEX por barril de óleo equivalente para o ano de 2025. Com o incremento de produção, de acordo com o relatórios de certificação de reservas da DeGolyer & MacNaughton e da Gaffney Cline, o Polo Macau poderá atingir, em 2025, para as despesas operacionais de reservas provadas mais prováveis de OPEX por boe de aproximadamente US$4,1, seguido pelo Polo Rio Ventura com OPEX por boe de US$7,54, Polo Pescada US$11,23 (aumento devido (i) ao declínio natural da produção do ativo e (ii) a um plano de redesenvolvimento mais conservador) e Fazenda Belém US$12,94. Isso representa uma queda de aproximadamente 18% no OPEX médio por boe da Companhia, saindo de US$8,20 em 2020 para U$6,74 em 2025. Em 2025, é possível observar uma maior distribuição na participação por Polo na produção total quando comparada com 2020, porém o Polo Macau ainda se posiciona como o cluster mais representativo na nossa operação.

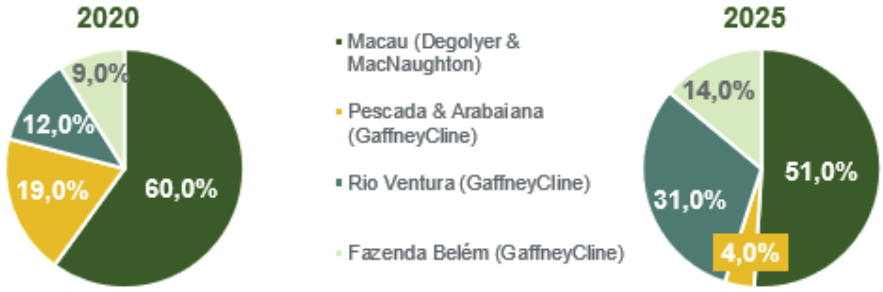
7.9 - Outras Informações Relevantes

Opex por Barril Equivalente (USD/boe) - 2025



***Fonte**: Dados disponíveis nos fluxos de caixa dos relatórios das empresas certificadoras de reserva DeGolyer & MacNaughton e Gaffney Cline 2020. Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados*.

Participação dos Polos na produção total da Companhia para os períodos indicados



***Fonte**: Dados disponíveis nos fluxos de caixa dos relatórios das empresas certificadoras de reserva DeGolyer & MacNaughton e Gaffney Cline 2020. Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.*

Por ter o foco em campos terrestres (*onshore*) e águas rasas, a Companhia possui uma vantagem competitiva em relação à empresas focadas em produção e exploração *offshore*, apresentando opex por barril equivalente de óleo abaixo do *lifting cost* isolado de outros players da indústria. Enquanto grandes empresas da indústria de óleo e gás brasileira apresentam em 2020 *lifting cost* situado num range entre US$14 e US$18 por barril, a 3R tem opex médio por barril para seus ativos, aferido pelas empresas certificadoras de reserva para 2020, de aproximadamente US$8,20 por barril, conforme auditado pela *Gaffney Cline em 2020*. Esse comparativo é importante, pois suporta o diferencial estratégico do modelo de negócio da Companhia menos exposta a risco e com alta eficiência de custo.

7.9 - Outras Informações Relevantes

A Companhia apresenta uma expectativa de patamar de OPEX por barril mais baixo devido à diferença em aspectos críticos da operação das companhias no curto e longo prazo, como ciclo de investimento, logística e infraestrutura necessária para viabilizar o business. O modelo de negócio da Companhia, focado principalmente em produção de campos terrestres, tem ciclo de investimento mais flexível, que pode ser ajustado mais rapidamente de acordo com as variações de mercado, preço e demanda.

Os players com foco em *offshore* estão muito expostos a volatilidade do mercado devido a realização de campanhas exploratórias, que apresentam ciclo de investimento alto, intenso e de longo prazo. Além desses aspectos citados, a operação *offshore* exige um suporte logístico mais intenso e custoso que a operação em terra, por depender de embarcações complexas e helicopteros para transporte de equipamentos e tripulação, caracteristicas que impactam fortemente o *lifting cost* dessas empresas. Outro diferença importante está relacionada a disponibilidade de espaço na operação terrestre, que torna o *debotlenecking* viavél e de baixo custo, enquanto a operação *offshore* apresenta uma limitação de espaço e de poços por campo.

V. Portfólio da Companhia e certificação de reservas

Polo Macau (na Bacia do Potiguar)

Em 29 de maio de 2020, a SPE 3R Petroleum S.A. finalizou a aquisição de sua participação em seis campos terrestres de óleo e gás (*onshore*) e um marítimo em águas rasas (*shallow water*) do Polo Macau, localizados na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte.

O Polo Macau engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A SPE 3R Petroleum S.A., subsidiária da 3R, adquiriu 100% de participação em todas as concessões com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual adquiriu 50% de participação, enquanto os 50% restantes são da Petrogal Brasil Ltda. – GALP. A produção total atual de óleo e gás desses campos é de cerca de 4,6 mil barris de óleo equivalente por dia. A Companhia é acionista da SPE 3R Petroleum S.A. com 67,29% de participação, sendo a DBO Energia S.A. acionista com os 32,71% restantes.

Considerando as parcelas pagas à Petrobras no *signing* e no *closing* do Contrato de Compra e Venda do Polo Macau (*Sales and Purchase Agreement, SPA*), o valor da transação totalizou R$861,9 milhões. Embora os atuais contratos de concessão dos sete campos concedam um prazo de operação até o ano de 2025, há previsão contratual com a ANP para prorrogação por até 27 anos adicionais. Os gestores técnicos da SPE 3R concluirão ainda em 2020 a elaboração dos novos Planos de Desenvolvimento, com expectativa de produção economicamente viável até 2052, que fundamentarão o pedido de solicitação de extensão, em conformidade com a Resolução nº 02/2016 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

As operações no Polo Macau iniciaram em 1982 e de acordo com a última certificação de reservas elaborada pela consultoria DeGolyer & MacNaughton (conforme relatório emitido em 30 de junho de 2020[37] tendo como data de referência 30 de junho de 2020) há ainda cerca de 47,7 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P).

[37] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Polo Pescada (na Bacia do Potiguar) (participação de 35% já detidos pela Companhia e 65% em processo de aquisição)

Por meio da subsidiária OP Pescada Óleo e Gás Ltda. ("OP Pescada"), a Companhia firmou, em 09 de julho de 2020, contrato para a aquisição da participação de 65% sobre os direitos da concessão da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, localizados em águas rasas da Bacia Potiguar (Polo Pescada-Arabaiana), no estado do Rio Grande do Norte. O valor de venda da transação foi de US$1.500 mil (um milhão e quinhentos mil dólares americanos), a ser pago em duas parcelas: (a) US$ 300 mil (trezentos mil dólares americanos) na assinatura do contrato (já quitado); e (b) US$ 1.200 mil (um milhão e duzentos mil dólares americanos), no fechamento da transação, sem considerar os ajustes no preço de compra calculados a partir de 1º de janeiro de 2020. A transação também contempla o recebimento adicional de US$100.000 mil (cem milhões de dólares americanos) pela Companhia, a ser pago pela Petrobras, à título de compartilhamento de custos de abandono de certos poços, dutos e plataformas que deverão ser descomissionados à medida que se tornam antieconômicos.

Atualmente, a Petrobras é operadora dos três campos e a OP Pescada Óleo e Gás detém os 35% restantes em consórcio. A produção média do Polo Pescada-Arabaiana de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 260 barris de óleo por dia (bpd) e 190 mil m3/dia de gás. Após o período de transição e aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a OP Pescada consumará essa aquisição e se tornará a operadora dos campos, o que deve ocorrer, de acordo com a expectativa da Companhia, no segundo semestre de 2021.

Embora os contratos de concessão atuais das sete concessões tenham prazos até 2025, há possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. De acordo com a certificação de reservas da consultoria Gaffney Cline, há ainda cerca de 2,2 milhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas e prováveis (2P) e 12,5 milhões de óleo equivalente de recursos contingentes (2C), conforme relatório emitido em 06 de agosto de 2020, tendo como data de referência 30 de julho de 2020. Os recursos contingentes (2C) são sujeitos à: (i) aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP; e (ii) à consumação da aquisição acima referida[38].

Polo Fazenda Belém (na Bacia do Potiguar – em processo de aquisição)

Em 14 de agosto de 2020, a SPE Fazenda Belém, subsidiária integral da 3R, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (*onshore*) de Fazenda Belém e Icapuí, o Polo Fazenda Belém, na Bacia Potiguar, no Ceará. O valor da aquisição é de US$35.200 mil (trinta e cinco milhões e duzentos mil dólares americanos). Desse montante, US$8.800 mil (oito milhões e oitocentos mil dólares) equivalentes a R$48.009 mil (quarenta e oito milhões e nove mil reais) foram pagos no dia da assinatura em 14 de agosto de 2020 e outros US$16.400 mil (dezesseis milhões e quatrocentos mil dólares americanos) serão quitados mediante fechamento da transação abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde abril de

[38] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

7.9 - Outras Informações Relevantes

2019 à data de fechamento. Por fim, US$ 10.000 mil (dez milhões de dólares americanos) serão pagos em doze meses após a conclusão da transação.

A produção média do Polo Fazenda Belém de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 808 barris de óleo por dia (bbl/d). Assim como em Macau, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões por 27 anos adicionais, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP.

De acordo com a certificação de reservas da consultoria Gaffney Cline, há ainda cerca de 12,8 milhões de barris de óleo de recursos contingentes (2C), conforme relatório emitido em 31 de julho de 2020, tendo como data de referência 30 de junho de 2020. Os recursos contingentes (2C) são sujeitos à: (i) aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP; e (ii) consumação da aquisição acima referida[39]. Como a transação não se enquadra nas exigências de aprovação pelo CADE, o processo será apenas submetido à aprovação da ANP.

Polo Rio Ventura (na Bacia do Recôncavo – em processo de aquisição)

Em 21 de agosto de 2020, a SPE Rio Ventura, subsidiária integral da 3R, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 8 campos terrestres (*onshore*) de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, que constituem o Polo Rio Ventura, na Bacia Recôncavo, na Bahia. O valor da aquisição é de US$ 94.200 mil (noventa e quatro milhões e duzentos mil dólares), sendo (i) US$ 3.800 mil (três milhões e oitocentos mil dólares) no dia da assinatura (já pagos); (ii) US$ 31.200 mil (trinta e um milhões e duzentos mil dólares) no fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US$ 16.000 mil (dezesseis milhões de dólares) que serão pagos em trinta meses após o fechamento da transação; e (iv) US$ 43.200 mil (quarenta e três milhões e duzentos mil dólares) em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados à recuperação do preço de referência do óleo (*brent*).

A produção média do Polo Rio Ventura de janeiro a junho de 2020 foi de aproximadamente 1062 barris de óleo por dia e 33 mil m³/dia de gás natural. Assim como nos demais Polos, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões por 27 anos adicionais, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP.

De acordo com a certificação de reservas da consultoria Gaffney Cline, há ainda cerca de 24,9 milhões de barris de óleo equivalente de recursos contingentes (2C), conforme relatório emitido em 31 de julho de 2020. Os recursos contingentes (2C) são sujeitos à: (i) aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP[40]; e (ii) consumação da aquisição acima referida. Como a transação não se enquadra nas exigências de aprovação pelo CADE, o processo será apenas submetido à aprovação da ANP.

[39] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

[40] Os valores apresentados são estimativas, podendo apresentar resultados diferentes dos esperados.

7.9 - Outras Informações Relevantes

VI. Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

Montante total de receitas provenientes do cliente

No período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 e no exercício social de 31 de dezembro de 2019, a Petrobras representou 100% do total da receita líquida da Companhia.

A SPE 3R possui dois contratos de venda de óleo e dois contratos de gás com a Petrobras que abrangem 100% da produção do Polo de Macau. A Petrobras tem por obrigação receber toda a produção enviada, conforme as especificações mínimas de qualidade, e pagar à Companhia os preços conforme definição nos contratos. Os contratos de óleo possuem vigência de 5 anos renováveis igual prazo, com renovação anual apenas de preço.

Para os demais ativos, inclusive os em processo de aquisição, a estrutura contratual é similar à apresentada acima no caso de venda de óleo.

Já o contrato de gás para 35% da produção de Pescada-Arabaiana, estabelece preço fixo e possui vigência até 31 de dezembro de 2021, sendo renovável por mais 5 anos após consenso de preço.

Com a conclusão da aquisição dos remanescentes 65% de Pescada-Arabaiana, entrará em vigor o contrato de venda de gás com vigência até dezembro de 2024 com a obrigação do cliente em comprar os respectivos 65% da produção de gás, podendo ser resilido apenas pela Companhia mediante aviso prévio de 90 dias.

Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Os segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes dos clientes acima identificados são venda de óleo e gás.

Extensão do período da concessão em campos da Rodada Zero

A ANP realça que há previsão de postergação dos prazos dos contratos de concessão[41]. O documento necessário para fundamentar um pedido de extensão é um novo plano de desenvolvimento (PD), que deve ser apresentado no prazo de 180 dias após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, entendimento válido para contratos oriundos de todas as rodadas.

De acordo com a Resolução nº 02/2016 do CNPE (em seu artigo 1º), as diretrizes para os contratos de concessão firmados por ocasião da Rodada Zero (que contemplam os campos que compõem o Polo Macau, o Polo Rio Ventura e o Polo Fazenda Belém) são:

- a prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão de prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original;
- as concessionárias interessadas na prorrogação de que trata o caput deverão submeter à aprovação da ANP o novo Plano de Desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados;
- o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a vinte e sete anos.

[41] http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/prorrogacao-de-contratos

7.9 - Outras Informações Relevantes

Dessa forma, a Companhia e a 3R entendem que poderá obter as extensões das concessões relativas aos ativos de Polos Macau, Rio Ventura, Fazenda Belém e Pescada-Arabaiana, uma vez que possuem embasamento técnico e financeiro para demonstrar que sua curva de produção é viável para além do período contratual original, o que está demonstrado nos relatórios de certificação de reservas elaborados por especialistas (DeGolyer & MacNaughton e Gaffney Cline). Em 20/08/2020 a ANP já concedeu extensão de 34 campos maduros com prorrogações em 2020, sendo 22 offshore e 12 terrestres *(onshore)*.

VII. Política Anticorrupção

A Companhia aprovou por meio da Reunião do Conselho de Administração, ocorrida em 31 de agosto de 2020 e rerratificada em 13 de outubro de 2020, a Política de Anticorrupção da Companhia, cujo principal objetivo é a prevenção de eventuais violações de normas aplicáveis à Companhia, especialmente as Leis Anticorrupção, bem como permitir que a Empresa responda prontamente quaisquer suspeitas de desvio de conduta.

Os sócios, diretores, funcionários, empregados, estagiários e trainees, todos aqueles pertencentes ao quadro da Companhia, independentemente de sua posição hierárquica, não poderão dar, prometer ou oferecer qualquer vantagem indevida, direta ou indiretamente, a Agente Público, nacional ou estrangeiro, ou a Terceiro, com o propósito de obter ou reter indevidamente qualquer vantagem.

Sendo considerada como, "vantagem indevida" aquela não autorizada em lei, caracterizada por benefício ou interesse buscado através da uma conduta ilícita. A vantagem indevida pode ocorrer por meio de pagamento em (i) dinheiro; (ii) presentes; (iii) perdão de dívida; (iv) empréstimos; (v) favores pessoais; (vi) entretenimento, jantares e viagens; (vii) doações em busca de uma contraprestação; (viii) oportunidades de negócios; (ix) assistência médica, entre outros.

Ademais, pelo fato de a Companhia possuir um alto nível de interação com o Poder Público, especialmente a ANP, a Política de Anticorrupção traz regras de comportamento que devem ser estritamente observadas, além de prever regras sobre brindes e presentes, doações e patrocínios e relacionamento com terceiros.

A Política Anticorrupção prevê, ainda, sanções econômicas impostas por governos ou organizações internacionais, as quais são destinadas para (i) punir condutas cometidas; ou (ii) obrigar o indivíduo, entidade ou país sancionado a mudar sua conduta atual.

Fica também estabelecido o canal de denúncia (0800 717 7775 ou do site www.contatoconfidencial.com.br/3R) para comunicação em caso de violação ou suspeita de violação da Política Anticorrupção.

8.1 - Negócios Extraordinários

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários

Nos três últimos exercícios sociais e no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. e que não tenham sido mencionadas no item 15.7 deste Formulário.

8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Nos três últimos exercícios sociais e no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Nos três últimos exercícios sociais e no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, não foi celebrado nenhum contrato relevante pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.ou por suas controladas que não fosse diretamente relacionado com suas atividades operacionais.

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.

8.4 - Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 8.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Além dos ativos discriminados no item 9.1.b a seguir, não existem outros bens do ativo não-circulante que a administração da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. julgue relevantes.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. não possui bens do ativo imobilizado relevantes para o desenvolvimento de suas atividades.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A fim de facilitar a forma de divulgação, as informações foram prestadas no item 9.2.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
OP Energia Ltda.	02.857.854/0001-14	-	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	A exploração, a produção, o comércio atacadista e a exportação de petróleo e gás natural, bem como a prestação de serviços relacionados a tais atividades	100,000000
30/06/2020	11,250000	0,000000	0,00	**Valor mercado**				
31/12/2019	1,710000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	30/06/2020	242.667.670,00		
31/12/2018	47,770000	0,000000	0,00					
31/12/2017	-31,760000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Subsidiária com relevante prejuízo fiscal.								
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	03.605.739/0001-15	-	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	A exploração, a produção, o comércio atacadista e a exportação de petróleo e gás natural, bem como a prestação de serviços relacionados a tais atividades	60,000000
30/06/2020	7,650000	0,000000	0,00	**Valor mercado**				
31/12/2019	39,950000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	30/06/2020	75.040.740,00		
31/12/2018	29,470000	0,000000	0,00					
31/12/2017	-6,270000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Subsidiária concessionária de 35% de Pescada-Arabaiana.								
Ouro Preto Energia Onshore S.A.	23.018.639/0001-08	-	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	A exploração, a produção, o comércio atacadista e a exportação de petróleo e gás natural, bem como a prestação de serviços relacionados a tais atividades	100,000000
30/06/2020	-566,750000	0,000000	0,00	**Valor mercado**				
31/12/2019	-99,880000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	30/06/2020	-172.695,53		
31/12/2018	-14,230000	0,000000	0,00					
31/12/2017	595,860000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Subsidiária com prejuízo fiscal.								

9.2 - Outras informações relevantes

Informações do item 9.1 b

Ativos em fase exploratória (blocos)

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Participação da companhia no ativo	Prazo de Concessão / Status	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Contrato de Concessão do bloco BAR-M-387, na bacia de Barreirinhas (48610.005442/2013-13) Data de assinatura do contrato 30/08/2013	3R Petroleum Óleo e Gás S.A. 100%	23/11/2021 (1º Período Exploratório) O 1º período exploratório deste Contrato terá vigência de, ao todo, 7 anos, tendo sido os últimos dois anos acrescidos por aditivo ao Contrato. Caso haja um 2º período exploratório, este durará 3 anos, conforme o Contrato de Concessão. Em caso de Declaração de Comercialidade, o contrato poderá ter prazo adicional de até 27 anos contados da declaração.	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros.
Concessões	Contrato de Concessão do bloco POT-M-475, na bacia de Potiguar (48610.005446/2013-00) Data de assinatura do contrato 30/08/2013	OP Energia Ltda., subsidiária da Ouro Preto, detém 30%. A Azibras detém 70% de participação na concessão.	07/08/2021 (1º Período Exploratório) O 1º período exploratório deste Contrato terá vigência de, ao todo, 7 anos, tendo sido os últimos dois anos acrescidos por aditivo ao Contrato. Caso haja um 2º período exploratório, este terminará em 07/08/2023. Em caso de Declaração de Comercialidade, o contrato poderá ter prazo adicional	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros.

9.2 - Outras Informações Relevantes

			de até 27 anos contados da declaração.		
Concessões	Contrato de Concessão do bloco CE-M-603, na bacia de Ceará (48610.005471/2013-85) Data de assinatura do contrato 30/08/2013	OP Energia Ltda. subsidiária da Ouro Preto, detém 30%. A Azibras detém 70% de participação na concessão.	10/07/2021 (1º Período Exploratório) O 1º período exploratório deste Contrato terá vigência de, ao todo, 7 anos, tendo sido os últimos dois anos acrescidos por aditivo ao Contrato. Caso haja um 2º período exploratório, este terminará em 10/07/2023. Em caso de Declaração de Comercialidade, o contrato poderá ter prazo adicional de até 27 anos contados da declaração.	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros.
Concessões	Contrato de Concessão do bloco PN-T-114, na bacia de Parnaíba (48610.005521/2013-24) Data de assinatura do contrato 13/11/2013	Ouro Preto Energia Onshore S.A. 100%	13/11/2021 (2º Período Exploratório)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Ativo em processo de devolução para ANP.

9.2 - Outras Informações Relevantes

Concessões	Contrato de Concessão do bloco PN-T-114, na bacia de Parnaíba (48610.005521/2013-24) *Share* Ouro Preto Onshore S.A. 100%.	Ouro Preto Energia Onshore S.A. 100%	13/11/2021 (2º Período Exploratório)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Ativo em processo de devolução para ANP.

Ativos em fase de desenvolvimento da produção ou em fase de produção

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Participação da companhia no ativo	Prazo de Concessão / Status	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Camarão (BM-CAL-4) (48610.003890/2000) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	OP Energia Ltda. 100%	2034 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros.
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Pinaúna (BM-CAL-4) (48610.003890/2000) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	OP Energia Ltda. 100%	2033 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da

9.2 - Outras Informações Relevantes

					Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Ativo em processo de devolução para ANP.

Cluster Pescada/Arabaiana – Bacia Potiguar- RN

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Participação da companhia no ativo	Prazo de Concessão / Status	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Pescada (PES) (48000.003912/97-84) Data de assinatura do contrato 20/08/1999	OP Pescada Óleo e Gás Ltda. atualmente detém 35% A Petrobras atualmente detém 65% de participação na concessão e opera o ativo perante a ANP.	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros.
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Arabaiana (ARB) (48000.003913/97-47) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	OP Pescada Óleo e Gás Ltda. atualmente detém 35% A Petrobras atualmente detém 65% de participação na concessão e opera o ativo perante a ANP.	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros.

Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Dentão (DEN) (48000.003907/97-44) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	OP Pescada Óleo e Gás Ltda. atualmente detém 35% A Petrobras atualmente detém 65% de participação na concessão e opera o ativo perante a ANP.	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão não comprometeriam o fluxo de caixa futuro da Companhia devido ao atual status do bloco. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros.

Cluster Macau – Bacia Potiguar terra – RN

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Participação da companhia no ativo	Prazo de Concessão / Status	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Aratum (ART) (48000.003780/97-15) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	SPE 3R 100%	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade).	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Inclusive a necessidade de desembolso para descomissionamento do campo. Assim como o vencimento antecipado de obrigações.
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Lagoa Aroeira (LAR) (48000.003804/97-10) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	SPE 3R 100%	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Inclusive a necessidade de desembolso para

9.2 - Outras Informações Relevantes

					descomissionamento do campo. Assim como o vencimento antecipado de obrigações.
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Macau (MA) (48000.003808/97-62) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	SPE 3R 100%	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Inclusive a necessidade de desembolso para descomissionamento do campo. Assim como o vencimento antecipado de obrigações.
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Porto Carão (PC) (48000.003817/97-53) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	SPE 3R 100%	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Inclusive a necessidade de desembolso para descomissionamento do campo. Assim como o vencimento antecipado de obrigações.
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Salina Cristal (SCR) (48000.003825/97-81) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	SPE 3R 100%	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Inclusive a necessidade de desembolso para descomissionamento do campo. Assim como o vencimento antecipado de obrigações.

9.2 - Outras Informações Relevantes

Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Sanhaçu (BT-POT-32) (48610.007998/2004) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	SPE 3R 100%	2025 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Inclusive a necessidade de desembolso para descomissionamento do campo. Assim como o vencimento antecipado de obrigações.
Concessões	Contrato de Concessão do Campo de Serra (SER) (48000.003881/97-16) Data de assinatura do contrato 15/09/2000	SPE 3R 100%	2036 (27 anos desde a declaração de comercialidade)	Descumprimento pelo concessionário de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas no contrato de concessão.	A perda dos direitos de exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural da concessão pode comprometer o fluxo de caixa futuro da Companhia, sujeitando ainda a Companhia a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas a agência reguladora e terceiros. Inclusive a necessidade de desembolso para descomissionamento do campo. Assim como o vencimento antecipado de obrigações.

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Status	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marca	Registro nº 831030500, para a marca "YXC", marca mista, na Classe NCL (9) 42	Registrado até 30/08/2026 (passível de renovação por períodos iguais e sucessivos de 10 anos cada)	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a

9.2 - Outras Informações Relevantes

			correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão).	Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.
Marca	Registro nº 831030526, para a marca "YXC", marca nominativa, na Classe NCL (9) 42	Registrado até 30/08/2026 (passível de renovação por períodos iguais e sucessivos de 10 anos cada)	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão).	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.
Marca	Registro nº 840381980, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca nominativa, na Classe NCL (10) 42	Registrado até 03/04/2028 (passível de renovação por períodos iguais e sucessivos de 10 anos cada)	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas

9.2 - Outras Informações Relevantes

			consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão)	estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.
Marca	Registro nº 910462968, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca mista, na Classe NCL (10) 42	Registrado até 16/01/2028 (passível de renovação por períodos iguais e sucessivos de 10 anos cada)	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão).	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.
Marca	Registro nº 910462984, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca mista, na Classe NCL (10) 39	Registrado até 16/01/2028 (passível de renovação por períodos iguais e sucessivos de 10 anos cada)	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os

9.2 - Outras Informações Relevantes

			no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão).	direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.
Marca	Registro nº 910462992, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca mista, na Classe NCL (10) 37	Registrado até 16/01/2028 (passível de renovação por períodos iguais e sucessivos de 10 anos cada)	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão).	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.
Marca	Registro nº 910463000, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca mista, na Classe NCL (10) 42	Registrado até 19/06/2028 (passível de renovação por períodos iguais e	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas

9.2 - Outras Informações Relevantes

		sucessivos de 10 anos cada)	titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão).	ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.
Marca	Registro nº 911139095, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca mista, na Classe NCL (10) 36	Registrado até 02/05/2028 (passível de renovação por períodos iguais e sucessivos de 10 anos cada)	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade parcial ou total, na hipótese da marca não estar sendo utilizada tal e qual concedida e para assinalar todos os produtos ou serviços contidos no certificado de registro, pelo período de, no mínimo, 5 anos após a concessão do registro ou caso o uso da marca tenha sido interrompido por mais de 5 anos consecutivos; através de processos de nulidade ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham a anulação do registro (prazo para essa demanda é de 5 anos contados da concessão).	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. A Companhia acredita que não perderá os direitos sobre suas atuais marcas, no entanto, existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que poderá acarretar perda substancial do ativo da empresa. Há ainda, a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros, podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades. Além disso, não há como quantificar outras possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.

9.2 - Outras Informações Relevantes

Marca	Pedido de registro nº 840381964, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca nominativa, Classe NCL (10) 35.	Aguardando o fim do sobrestamento do exame de mérito	Trata-se de expectativa de direito, condicionada à concessão do registro pelo INPI. Os pedidos de registro podem ser indeferidos pelo INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Não há como quantificar o impacto. Caso o registro não seja concedido, a Companhia não terá direito ao uso exclusivo deste sinal, e, portanto, não poderá impedir terceiros de utilizarem-na com base no direito marcário. Existe ainda, a possibilidade de sofrer demandas judiciais na esfera penal e cível, por uso indevido em caso de violação de direitos de terceiros podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades.
Marca	Pedido de registro nº 911139087, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca mista, Classe NCL (10) 04	Sobrestamento da instrução técnica, aguardando análise de exame de caducidade da anterioridade apontada	Trata-se de expectativa de direito, condicionada à concessão do registro pelo INPI. Os pedidos de registro podem ser indeferidos pelo INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Não há como quantificar o impacto. Caso o registro não seja concedido, a Companhia não terá direito ao uso exclusivo deste sinal, e, portanto, não poderá impedir terceiros de utilizarem-na com base no direito marcário. Existe ainda, a possibilidade de sofrer demandas judiciais na esfera penal e cível, por uso indevido em caso de violação de direitos de terceiros podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades.
Marca	Pedido de registro nº 840381972, para a marca "OURO PRETO ÓLEO E GÁS", marca mista, Classe NCL (10) 35.	Aguardando o fim do sobrestamento do exame de mérito.	Trata-se de expectativa de direito, condicionada à concessão do registro pelo INPI. Os pedidos de registro podem ser indeferidos pelo INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Não há como quantificar o impacto. Caso o registro não seja concedido, a Companhia não terá direito ao uso exclusivo deste sinal, e, portanto, não poderá impedir terceiros de utilizarem-na com base no direito marcário. Existe ainda, a possibilidade de sofrer demandas judiciais na esfera penal e cível, por uso indevido em caso de violação de direitos de terceiros podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades.
Marca	Pedido de registro nº 920142990, para a marca "3R PETROLEUM", marca nominativa, Classe NCL (11) 35.	Pedido de registro publicado em 11/08/2020. Aguardando prazo de apresentação de oposição.	Trata-se de expectativa de direito, condicionada à concessão do registro pelo INPI. De acordo com a legislação brasileira, o uso exclusivo de uma marca para distinguir produtos ou serviços em todo o território nacional, com a prerrogativa de impedir quaisquer terceiros não autorizados de utilizá-la, somente é assegurado ao titular do registro validamente concedido no INPI. Assim, os pedidos de registro podem ser indeferidos pelo INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não	Não há como quantificar o impacto. Caso o registro não seja concedido, a Companhia não terá direito ao uso exclusivo deste sinal, e, portanto, não poderá impedir terceiros de utilizarem-na com base no direito marcário. Existe ainda, a possibilidade de sofrer demandas judiciais na esfera penal e cível, por uso indevido em caso de violação de direitos de terceiros podendo resultar na

9.2 - Outras Informações Relevantes

			venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades.
Marca	Pedido de registro nº 920143040, para a marca "3R PETROLEUM", marca nominativa, Classe NCL (11) 42.	Pedido de registro publicado em 11/08/2020. Aguardando prazo de apresentação de oposição.	Trata-se de expectativa de direito, condicionada à concessão do registro pelo INPI. De acordo com a legislação brasileira, o uso exclusivo de uma marca para distinguir produtos ou serviços em todo o território nacional, com a prerrogativa de impedir quaisquer terceiros não autorizados de utilizá-la, somente é assegurado ao titular do registro validamente concedido no INPI. Assim, os pedidos de registro podem ser indeferidos pelo INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Não há como quantificar o impacto. Caso o registro não seja concedido, a Companhia não terá direito ao uso exclusivo deste sinal, e, portanto, não poderá impedir terceiros de utilizarem-na com base no direito marcário. Existe ainda, a possibilidade de sofrer demandas judiciais na esfera penal e cível, por uso indevido em caso de violação de direitos de terceiros podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades.
Marca	Pedido de registro nº 920208240, para a marca "3R", marca mista, Classe NCL (11) 35.	Pedido de registro publicado em 18/08/2020. Aguardando prazo de apresentação de oposição.	Trata-se de expectativa de direito, condicionada à concessão do registro pelo INPI. De acordo com a legislação brasileira, o uso exclusivo de uma marca para distinguir produtos ou serviços em todo o território nacional, com a prerrogativa de impedir quaisquer terceiros não autorizados de utilizá-la, somente é assegurado ao titular do registro validamente concedido no INPI. Assim, os pedidos de registro podem ser indeferidos pelo INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Não há como quantificar o impacto. Caso o registro não seja concedido, a Companhia não terá direito ao uso exclusivo deste sinal, e, portanto, não poderá impedir terceiros de utilizarem-na com base no direito marcário. Existe ainda, a possibilidade de sofrer demandas judiciais na esfera penal e cível, por uso indevido em caso de violação de direitos de terceiros podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades.
Marca	Pedido de registro nº 920208282, para a marca "3R", marca mista, Classe NCL (11) 42.	Pedido de registro publicado em 18/08/2020. Aguardando prazo de apresentação de oposição.	Trata-se de expectativa de direito, condicionada à concessão do registro pelo INPI. De acordo com a legislação brasileira, o uso exclusivo de uma marca para distinguir produtos ou serviços em todo o território nacional, com a prerrogativa de impedir quaisquer terceiros não autorizados de utilizá-la, somente é assegurado ao titular do registro validamente concedido no INPI. Assim, os pedidos de registro podem ser indeferidos pelo INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Não há como quantificar o impacto. Caso o registro não seja concedido, a Companhia não terá direito ao uso exclusivo deste sinal, e, portanto, não poderá impedir terceiros de utilizarem-na com base no direito marcário. Existe ainda, a possibilidade de sofrer demandas judiciais na esfera penal e cível, por uso indevido em caso de violação de direitos de terceiros podendo resultar na impossibilidade de utilizar as marcas na condução de suas atividades.

9.2 - Outras Informações Relevantes

Nome de domínio	opog.com.br	Ativo. Válido até 20/09/2021.	A falta de pagamento da renovação do domínio ou a inobservância de regulamentação própria para concessão ou renovação de domínios junto ao Registro.br.	Perda do direito de utilização do domínio, e consequentemente, a possibilidade de que terceiros utilizem o domínio.
Nome de domínio	openergia.com.br	Ativo. Válido até 06/02/2021.	A falta de pagamento da renovação do domínio ou a inobservância de regulamentação própria para concessão ou renovação de domínios junto ao Registro.br.	Perda do direito de utilização do domínio, e consequentemente, a possibilidade de que terceiros utilizem o domínio.
Nome de domínio	openergia.com	Ativo. Válido até 06/02/2021.	A falta de pagamento da renovação do domínio ou a inobservância de regulamentação própria para concessão ou renovação de domínios.	Perda do direito de utilização do domínio, e consequentemente, a possibilidade de que terceiros utilizem o domínio.
Nome de domínio	3rpetroleum.com	Ativo. Válido até 11/04/2021.	A falta de pagamento da renovação do domínio ou a inobservância de regulamentação própria para concessão ou renovação de domínios.	Perda do direito de utilização do domínio, e consequentemente, a possibilidade de que terceiros utilizem o domínio.
Nome de domínio	3rpetroleum.com.br	Ativo. Válido até 23/05/2030.	A falta de pagamento da renovação do domínio ou a inobservância de regulamentação própria para concessão ou renovação de domínios junto ao Registro.br.	Perda do direito de utilização do domínio, e consequentemente, a possibilidade de que terceiros utilizem o domínio.

9.2 - Outras Informações Relevantes

Informações do item 9.1 c

Abaixo são apresentadas informações adicionais que não fazem parte do escopo de análise da CVM, nos termos do Anexo 3 da Instrução CVM nº 480/2009.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo Sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emissor (%)
Exercício social	**Valor contábil – variação (%)**	**Valor mercado – variação (%)**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
SPE 3R Petroleum S.A.	33.443.860/0001-59	N/A	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Pesquisa, lavra e prospecção, a avaliação, o desenvolvimento e a produção, o processamento, a estocagem, o transporte e o comércio, a importação e a exportação de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos, de qualquer origem, e respectivos produtos derivados	63,57%
30/06/2020	-7,41%	N/A	-	**Valor mercado**		N/A		
31/12/2019	100%	N/A	-	**Valor contábil**	30/06/2020	R$122.248,81		
31/12/2018	0%	N/A	-					
31/12/2017	0%	N/A	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Subsidiária concessionária do cluster Macau.								

884

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Aspectos Gerais

As informações financeiras contidas nos itens 10.1 a 10.9 devem ser verificadas juntamente com as demonstrações financeiras da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A ("Companhia"), para os exercícios findos em 31/12/2017, 31/12/2018 e 31/12/2019; bem como do período de seis meses findo em 30/06/20, as quais foram elaboradas de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira e nos pronunciamentos, orientações e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pela CVM.

As informações apresentadas foram previamente analisadas pela Companhia, comentadas e validadas pelos nossos diretores, trazendo assim uma visão precisa sobre a percepção desses sobre o contexto do negócio, atividades, avaliação de desempenho da Companhia. Buscou-se também informar com maiores detalhes, dentro das demonstrações financeiras apresentadas, os principais parâmetros, comparação destes nos exercícios na pauta da apresentação, alterações e fatores que norteiam tais mudanças.

Cabe destacar que foram discorridas também análises comparativas de determinado parâmetro ao longo do tempo, ou seja, entre exercícios diferentes (Análise Horizontal), assim como análise, no mesmo exercício, de uma métrica específica, por meio da razão/percentual desta em relação às receitas líquidas ou ao ativo total (Análise Vertical).

(a) Condições Financeiras e Patrimoniais Gerais

No contexto supracitado e para melhor verificação e análise do negócio, as demonstrações consolidadas do resultado pro forma refletem os efeitos da incorporação da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") pela Companhia como se a referida tivesse acontecido em 1º de janeiro de 2020.

Já, no caso do balanço patrimonial consolidado pro forma, este reflete a incorporação da 3R pela Companhia como se a referida incorporação tivesse acontecido em 30 de junho de 2020.

Diante do exposto e conforme poderá ser constatado a seguir, percebe-se com clareza que as condições financeiras e patrimoniais da Companhia são suficientes para implementar o seu plano de negócios e cumprir com suas obrigações de curto e médio prazo. A geração de caixa da Companhia, juntamente com as linhas de crédito disponíveis, é suficiente para atender o financiamento de suas atividades e cobrir sua necessidade de recursos para execução do seu plano de negócios.

Em 30 de junho de 2020, o índice de endividamento total foi de 0,8064995 (representado por passivo circulante acrescido de passivo não circulante e dividido pelo patrimônio líquido). Na mesma data, a posição de caixa e equivalentes de caixa era de R$19.234 mil e a Companhia não possuía empréstimos, financiamentos e outras dívidas bancárias, tendo assim uma posição de caixa líquido de R$19.234 mil.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Em 31 de dezembro de 2019, o índice de endividamento total foi de 0,67422179. Na mesma data, a posição de caixa e equivalentes de caixa era de R$63.753 mil e a Companhia não possuía empréstimos, financiamentos e outras dívidas bancárias, tendo assim uma posição de caixa líquido de R$63.753 mil.

Em 31 de dezembro de 2018, o índice de endividamento total foi de 0,664. Na mesma data, a posição de caixa e equivalentes de caixa era de R$82.757 mil e a Companhia não possuía empréstimos, financiamentos e outras dívidas bancárias, tendo assim uma posição de caixa líquido de R$82.757 mil.

Em 31 de dezembro de 2017, o índice de endividamento total foi de 0,952. Na mesma data, a posição de caixa e equivalentes de caixa era de R$119.692 mil e a Companhia não possuía empréstimos, financiamentos e outras dívidas bancárias, tendo assim uma posição de caixa líquido de R$119.692 mil.

(b) Estrutura de Capital

Acreditamos que a atual estrutura de capital da Companhia apresentou nos períodos indicados uma estrutura de capital equilibrada entre capital próprio e de terceiros, e condizente, em nossa visão, com suas atividades, na proporção apresentada na tabela abaixo:

(em R$ milhares, exceto %)	Período de seis meses encerrado em	Exercício social findo em 31 de dezembro de		
	30/06/2020	2019	2018	2017
Capital de terceiros (passivo circulante + passivo não circulante)	179.280	159.651	169.863	221.139
Capital próprio (patrimônio líquido)	222.294	236.793	255.919	232.170
Capital total (terceiros + próprio)	401.575	396.444	425.782	453.309
Parcela de capital de terceiros[1]	44,64%	40,27%	39,89%	48,78%
Parcela de capital próprio[2]	55,36%	59,73%	60,11%	51,22%

Nota 1: Parcela de capital de terceiros: Passivo circulante + passivo não circulante/ Capital total

Nota 2: Parcela de capital próprio: Patrimônio líquido/ Capital total

Em 30 de junho de 2020, o patrimônio líquido da Companhia totalizava R$222,3 milhões, enquanto o capital de terceiros representava um total de R$179,3 milhões, ou seja, 44,6% de capital de terceiros e 55,4% de capital próprio.

Em 31 de dezembro de 2019, o patrimônio líquido da Companhia totalizava R$236,8 milhões, enquanto o capital de terceiros representava um total de R$159,6 milhões, ou seja, 40,3% de capital de terceiros e 59,7% de capital próprio.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Em relação ao período entre 2017 e 2018 houve um aumento da representatividade da parcela de capital próprio devido a um ajuste de conversão de R$35,5 milhões pois as controladas OP Pescada e Ouro Preto Energia tem o dólar como moeda funcional, que resultou em um aumento no patrimônio líquido.

Entre 2018 e 2019 não houve variações relevantes na estrutura de capital. Já entre 2019 e 2020 houve uma redução da representatividade do capital de próprio, que ocorreu devido a um prejuízo líquido de R$70,3 milhões no período que foi parcialmente compensado por um ajuste de conversão de R$95,4 milhões, sendo impactado por fim pela incorporação reversa da Ônix, que impactou o patrimônio líquido negativamente em R$38,9 milhões.

Em março de 2020, foi concluída a aquisição da Companhia pela Ônix pelo valor de R$38,9 milhões, sendo que a Ônix foi posteriormente incorporada pela Companhia (incorporação reversa), impactando o patrimônio líquido da Companhia no mesmo montante.

(c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia não possui dívida financeira, porém a 3R, empresa a ser incorporada pela Companhia detém linhas de financiamento. Todas as informações da 3R individualizadas e o pro forma são detalhadas no item 3.9.

A Companhia não possuía nenhum compromisso financeiro na data de 30 de junho de 2020. Apesar de a Companhia não ter contratos de financiamento, entendemos que a mesma detém uma estrutura de capital adequada para contratar futuros financiamentos e cumprir com os mesmos caso a administração entenda que é a opção mais adequada.

(d) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Nos três últimos exercícios sociais e no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, a principal fonte de financiamento da Companhia foi o fluxo de caixa gerado por suas atividades operacionais e o fluxo de caixa dos acionistas. Não ocorreram financiamentos por terceiros para cobrir custos, despesas e investimentos relacionados a: (i) operação de negócios; (ii) desembolso de capital; e (iii) exigências de pagamento de seu endividamento.

Acreditamos que as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia são adequadas ao seu perfil de endividamento, atendendo às necessidades de capital de giro e investimentos, sempre preservando o perfil de longo prazo da dívida financeira e, consequentemente, a capacidade de pagamento da Companhia.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(e) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Na data deste Formulário de Referência, a Diretoria não vislumbra necessidades de recursos que não possam ser suportadas com os recursos atuais ou futuros dos quais a Companhia pode dispor. Caso sejam necessários recursos adicionais para cobertura de deficiência de liquidez no curto prazo, a Companhia pretende captar recursos junto ao mercado de capitais brasileiro e/ou instituições financeiras.

No item 10.1(f) deste Formulário de Referência estão descritas as principais linhas de financiamentos contraídas pela Companhia e as características de cada uma.

(f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

Vide informações da 3R Petroleum detalhadas no item 3.9.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas cumpriam com todas as obrigações decorrentes de seus contratos financeiros, inclusive os *covenants* financeiros descritos no item (i) acima nos termos repactuados.

(i) Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Vide informações da 3R Petroleum detalhadas no item 3.9.

(ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Vide informações da 3R Petroleum detalhadas no item 3.9.

(iii) Grau de subordinação entre as dívidas

Vide informações da 3R Petroleum detalhadas no item 3.9.

(iv) Eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de

Vide informações da 3R Petroleum detalhadas no item 3.9.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas cumpriam com todas as obrigações decorrentes de seus contratos financeiros, inclusive os *covenants* financeiros descritos no item (i) acima nos termos repactuados.

(g) Limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia não possui dívida financeira. Vide informações da 3R detalhadas no item 3.9.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(h) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020 COMPARADO AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2019

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO (em R$ milhares, exceto %)	30/06/2020	AV	30/06/2019	AV	AH
Receita líquida	17.252	100,0%	15.507	100,0%	11,3%
Custo dos produtos vendidos	(8.712)	-50,5%	(9.429)	-60,8%	-7,6%
Lucro Bruto	**8.540**	**49,5%**	**6.078**	**39,2%**	**40,5%**
Despesas gerais e administrativas	(10.049)	-58,2%	(13.853)	-89,3%	-27,5%
Despesas tributárias	(124)	-0,7%	(1.710)	-11,0%	-92,7%
Gastos exploratórios	(302)	-1,8%	(7.024)	-45,3%	-95,7%
Outras receitas e despesas operacionais	(37.349)	-216,5%	(33.533)	-216,4%	11,3%
Despesas Operacionais	**(47.824)**	**-277,2%**	**(56.140)**	**-362,0%**	**-14,8%**
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos	**(39.284)**	**-227,7%**	**(50.062)**	**-322,8%**	**-21,5%**
Receitas financeiras	3.258	18,9%	5.679	36,6%	-42,6%
Despesas financeiras	(32.948)	-191,0%	(2.343)	-15,1%	1306,2%
Resultado financeiro líquido	**(29.690)**	**-172,1%**	**3.336**	**21,5%**	**-990,0%**
Resultado antes dos impostos	**(68.974)**	**-399,8%**	**(46.726)**	**-301,3%**	**47,6%**
Imposto de renda e contribuição social	(1.297)	-7,5%	(115)	-0,7%	1027,8%
Prejuízo líquido do período	**(70.271)**	**-407,3%**	**(46.841)**	**-302,1%**	**50,0%**

Receitas líquidas

A receita líquida no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 foi de 17.252 mil, uma variação de R$1.745 mil ou de 11,3% quando comparada à receita líquida no mesmo período em 2019, que apresentou o montante de R$15.507 mil.

Essa variação é majoritariamente explicada por (i) uma desvalorização do real frente ao dólar nos primeiros seis meses de 2020. O câmbio teve média de 5.03 USD/BRL nos primeiros seis meses de 2020 contra 3.83 USD/BRL nos primeiros seis meses de 2019, como o preço de venda é indexado ao dólar, a variação impactou positivamente a receita da Companhia e (ii) mesmo com o declínio natural de campos de petróleo, que tem sua produção reduzida a cada ano de produção caso não haja investimentos, houve um aumento na produção de gás sem qualquer investimento em poços novos

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

ou melhorias de poços correntes. A produção de gás teve média de produção de 196 mil m^3/dia nos primeiros seis meses de 2020 contra 193 mil m^3/dia nos primeiros seis meses de 2019.

Para o gás, a Ouro Preto detém um contrato de venda atrelado a um preço fixo em dólar por unidade de energia (BTU), o que mitiga riscos de mercado e tonam a geração de caixa da Companhia resiliente, mesmo em flutuações abruptas do preço do barril de petróleo. O COVID-19 não gerou qualquer impacto na receita proveniente de gás. Com relação ao óleo, o mesmo é vendido com desconto pré determinado e, portanto, sofreu impacto direto pela variação do preço do petróleo no primeiro semestre de 2020.

Custo dos produtos vendidos

O custo dos produtos vendidos no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi R$8.712 mil o que representou uma redução de R$717 mil ou -7,6% quando comparado ao custo R$9.429 mil aferido no mesmo período de 2019. Esta redução é atribuída principalmente a menor dispêndio com despesas de aluguel da área do campo de Pescada & Arabaiana e dos demais blocos exploratórios (R$ 644 mil) devido a devolução de diversos blocos da bacia do Parnaíba, controlados pela Ouro Preto Energia Onshore.

Lucro Bruto

O lucro bruto no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$8.540 mil, o que representou um aumento de R$2.462 mil ou 40,5% quando comparado com R$6.078 mil aferido no mesmo período em 2019. Este aumento é atribuído substancialmente a um aumento da receita líquida de R$1.745 mil e a redução de custos operacionais de R$717 mil.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foram de R$10.049 mil comparativamente a R$13.853 mil no mesmo período de 2019, o que representou uma redução de R$3.804 mil ou -27,5%. A queda nesta linha é justificada por uma diminuição em R$3.696 mil atribuída a uma otimização no quadro de funcionários, que resultou em uma folha de pagamento e benefícios menor.

Despesas tributárias

Despesas operacionais no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$124 mil que se compara a R$1.710 mil no mesmo período de 2019, representou uma variação de R$1.586 mil ou -92,7% ano contra ano. Esta queda é atribuída principalmente a uma menor despesa em dólar da Companhia, fato que gerou uma redução nos impostos atrelados a essa linha quando comparado com ano anterior.

Gastos exploratórios

Os gastos exploratórios no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foram de R$302 mil, o que representou uma redução de R$6.722 mil ou -95,7% quando comparado ao montante de R$7.024 mil apurado no mesmo período de 2019.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

A redução nesta linha é atribuída principalmente a uma reestruturação da área responsável pelas campanhas exploratórias, após a campanha de perfuração de poços exploratórios na Bacia do Paranaíba, que ocorreu em Jatobá (Bloco PNT-1-137) e posteriormente em Serra Negra (Bloco PN-T-114), não terem apresentado descobertas de cunho comercial em 2018. Cabe ressaltar que esses blocos já se encontram em processo de devolução junto a ANP. Com isso não foram apuradas mais despesas referentes à exploração de blocos adicionais, fato que gerou uma expressiva redução de custos que foi mantida em 2020. A redução dos gastos exploratórios está totalmente alinhada com a estratégia da companhia de focar no redesenvolvimento de campos maduros, tanto em terra como em águas rasas, e não em ativos exploratórios.

Dos valores registrados nesta linha, há despesas de gastos com desenvolvimento que foram R$12 mil no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020, o que representou uma redução de R$1.266 mil ou -99.0% quando comparado com o montante de R$1.278 mil aferido no mesmo período de 2019. Esta redução é atribuída a não realização de estudos e gastos com desenvolvimento, já que não houve projetos ou concessões novas no período.

Outras receitas e despesas operacionais

Outras receitas e despesas operacionais registraram um montante de R$37.349 mil no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020, o que representou um aumento de R$3.796 mil ou 11,3% quando comparado a uma despesa R$33.553 mil aferida no mesmo período de 2019. Outras receitas e despesas operacionais representou 216,5% e 216,4% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente.

Este aumento é atribuído principalmente a (i) um efeito da venda do campo de Camarupim, assinado em agosto de 2019 e concluído em 2020, no valor de R$29.454 mil, alinhado com a estratégia da companhia de manter o foco em ativos em estágio de produção e (ii) aumento de despesa com reembolso de processos judiciais em R$5.280 mil, devido ao recebimento de processos judiciais. Tais fatores foram parcialmente compensados pela (i) diminuição do saldo referente a devolução de concessão na controlada OP Energia Onshore sobre a reserva de Parnaíba em R$21.518 mil, devido ao resultado das perfurações realizadas que concluiu não haver reservas de óleo e gás relevantes na área explorada e (ii) uma redução de outros custos operacionais a pagar no valor de R$15.629 mil.

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$39.284 mil comparativamente a R$50.062 mil no mesmo período de 2019, representando uma variação de R$10.778 mil ou -21,5%. Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos representou 227,7% e 322,8% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente aos fatores descritos acima.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Receitas financeiras

As receitas financeiras no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foram de R$3.258 mil comparativamente a R$5.679 mil no mesmo período de 2019, o que representou uma redução de R$2.421 mil ou -42,6%. Receitas financeiras representaram 18,9% e 36,6% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente. Esta redução é atribuída substancialmente a redução de rendimento sobre aplicação financeira e variação cambial.

Despesas financeiras

As despesas financeiras no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foram de R$32.948 mil comparativamente a R$2.343 mil no mesmo período de 2019, o que representou uma variação de R$30.605 mil ou 1306,2%. Despesas financeiras representaram 190,9% e 15,1% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente a variação cambial ocorrida no período.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro líquido no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi uma despesa de R$29.690 mil comparativamente a uma receita de R$3.336 mil no mesmo período de 2019, o que representou uma variação de R$-33.026 mil. Resultado financeiro líquido representou 172,1% e 21,5% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente ao demonstrado acima.

Resultado antes dos impostos

Resultado antes dos impostos no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$68.974 mil comparativamente a R$46.726 mil no mesmo período de 2019, o que representou uma variação de R$-22.248 mil ou 47,6%. Resultado antes dos impostos representou 399,8% e 301,3% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente aos fatores descritos acima.

Imposto de renda e contribuição social

Imposto de renda e contribuição social no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 somaram R$1.297 mil comparativamente a R$115 mil no mesmo período de 2019, o que representou uma variação de R$1.182 mil ou 1027,8%. Imposto de renda e contribuição social representaram conjuntamente 7,5% e 0,7% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente. Este aumento é atribuído principalmente ao (i) aumento do saldo a pagar de imposto de renda e contribuição social referente maior receita tributável oriunda da OP Pescada e (ii) redução de despesas dedutíveis no cálculo do imposto de renda diferido se comparado ao ano anterior.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Prejuízo líquido do período

Prejuízo líquido do período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$-70.271 mil comparativamente a R$-46.841 mil no mesmo período de 2019, o que representou um aumento de R$23.430 mil ou 50%. Prejuízo líquido do período representou 407,3% e 302,1% da receita líquida nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 e 2019, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente aos fatores demonstrados acima.

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO (em R$ milhares, exceto %)	**31/12/2019**	**AV**	**31/12/2018**	**AV**	**AH**
Receita líquida	32.400	100,0%	33.689	100,0%	-3,8%
Custo dos produtos vendidos	(16.031)	-49,5%	(11.638)	-34,5%	37,7%
Lucro bruto	**16.369**	**50,5%**	**22.051**	**65,5%**	**-25,8%**
Despesas gerais e administrativas	(29.087)	-89,8%	(31.525)	-93,6%	-7,7%
Despesas tributárias	(13.605)	-42,0%	(5.405)	-16,0%	-151,7%
Gastos exploratórios	(6.457)	-19,9%	(38.429)	-114,1%	-83,2%
Despesas com gastos com desenvolvimento	(1.809)	-5,6%	(4.390)	-13,0%	-58,8%
(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos	50.055	154,5%	23.255	69,0%	115,2%
Outras receitas e despesas operacionais	(30.747)	94,9%	59.872	177,7%	-151,4%
Despesas Operacionais	**(31.650)**	**-97,7%**	**3.378**	**-223,6%**	**-1036,9%**
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos	**(15.281)**	**-47,2%**	**25.429**	**75,5%**	**-160,1%**
Receitas financeiras	6.527	20,1%	8.949	26,6%	-27,1%
Despesas financeiras	(19.377)	-59,8%	(42.661)	-126,6%	-54,6%
Resultado financeiro líquido	**(12.850)**	**-39,7%**	**(33.712)**	**-100,1%**	**-61,9%**
Resultado antes dos impostos	**(28.131)**	**-86,8%**	**(8.283)**	**-24,6%**	**239,6%**
Imposto de renda e contribuição social	(3.835)	-11,8%	(3.485)	-10,3%	10,0%
Prejuízo líquido do período	**(31.966)**	**-98,7%**	**(11.768)**	**-34.9%**	**-171,6%**

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Receita líquida

A receita líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de R$32.400 mil comparativamente a R$33.689 mil no mesmo período de 2018, o que representou uma redução de R$1.289 mil ou -3,8%, explicada em parte por uma ruptura em uma tubulação que exigiu uma parada da produção para reparo e em parte pelo declínio natural da produção em campos maduros que é função do consumo de reservas.

A receita líquida da Companhia é oriunda exclusivamente do campo de Pescada e Arabaiana, produtor de óleo e gás. Para o gás, há um contrato de venda atrelado a um preço fixo em dólar por unidade de energia (BTU), o que mitiga riscos de mercado e tornam a geração de caixa da Companhia resiliente, mesmo em flutuações abruptas do preço do barril de petróleo. Em relação ao óleo, o ativo produz condensado de elevada qualidade (grau API próximo a 54°) e sujeito a um preço final com desconto reduzido. O desconto aplicado varia de acordo com a qualidade do óleo produzido e o grau API é um dos principais indicadores de referência para esse cálculo.

Custo dos produtos vendidos

Os custos operacionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram de R$16.031 mil comparativamente a R$11.638 mil no mesmo período de 2018, o que representou um aumento de R$4.393 mil ou 37,7%. Este aumento pode ser atribuído a (i) um aumento nos custos operacionais fixos de R$2.174 mil, devido ao reparo de dano na tubulação, e (ii) uma reversão de custos de R$6.334 mil que ocorreu em 2018.

A redução foi parcialmente compensada por um menor dispêndio com depreciação e amortização no período. A operação sofreu uma parada técnica para manutenção no duto de escoamento de gás, que faz a conexão entre as plataformas e as instalações de superfície localizadas em Guamaré, causando um impacto na produção. Como a depreciação é calculada baseada no volume de unidades produzido, que foram diretamente impactadas pela interrupção na produção, a linha depreciação e amortização sofreu uma variação positiva de R$4.305 mil no período.

Lucro bruto

O lucro bruto no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de R$16.369 mil, o que representou uma redução de R$5.682 mil ou -25,8% quando comparado ao lucro bruto de R$22.051 mil aferido no mesmo período em 2018. Esta redução é atribuída principalmente a uma redução da receita líquida de R$1.289 mil e um aumento de custos operacionais de R$4,393 mil, causada em grande parte pela parada de produção devido a uma manutenção em uma tubulação, conforme descrito acima.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram de R$29.087 mil comparativamente a R$31.525 mil no mesmo período de 2018, o que representou uma variação de R$2.438 mil ou -7,7%. Despesas gerais e administrativas representaram 89,8% e 93,6% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, respectivamente.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Esta redução é atribuída principalmente a uma redução no quadro de funcionários provocada por uma reestruturação feita na Companhia, que resultou em uma redução de folha de pagamento e benefícios atrelados. Adicionalmente, houve um menor dispêndio com aluguel e manutenção do escritório devido a uma redução do espaço alugado resultando em uma renegociação de preço com o fornecedor.

Despesas tributárias

Despesas tributárias no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram de R$13.605 mil comparativamente a R$5.405 mil no mesmo período de 2018, o que representou um aumento de R$8.200 mil ou 151,7%. Esta linha representou 42,09% e 16,0% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, respectivamente.

Esta redução pode ser atribuída substancialmente a (i) uma baixa não recorrente de créditos de PIS e COFINS prescritos ocorrida em 2018, que gerou um aumento de R$3.028 mil e (ii) um aumento em impostos atrelado a câmbio devido a maior despesa da Companhia em dólar, provocada pela contratação de serviços faturados em dólar, que geraram um aumento de R$1.821 mil quando comparada com ano anterior.

Despesas com gastos com desenvolvimento

Os gastos exploratórios no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram de R$1.809 mil comparativamente a R$4.390 mil no mesmo período de 2018, o que representou uma redução de R$2.581 mil ou-58,8%. Esta linha representou 5,6% e 13,0% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, respectivamente. Esta redução é atribuída substancialmente a uma menor contratação de prestadores de serviços nas controladas Ouro Preto Energia e Ouro Preto Energia Onshore.

Gastos exploratórios

Os gastos exploratórios no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 somaram R$6.457 mil comparativamente a R$38.429 mil no mesmo período de 2018, o que representou uma redução de R$31.972 mil ou -83,2%. Esta linha representou 19,9% e 114,1% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, respectivamente.

A redução se deve principalmente a restruturação das responsáveis pelas campanhas exploratórias que não investiram em exploração de blocos adicionais, resultando assim em uma expressiva redução de custos nessa linha. Não houve descobertas de cunho comercial nessas áreas e estes blocos estão em processo de devolução junto a ANP. A companhia tem como estratégia focar no redesenvolvimento de campos maduros localizados em terra (*onshore*) e águas rasas (*shallow waters*), não comtemplando em seu plano estratégico atual a aquisição de novos blocos exploratórios e/ou realizar o desenvolvimento dos já adquiridos.

Perda (reversão) no valor recuperável de ativos

As perdas e reversões no valor recuperável de ativos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram uma reversão de R$50.055 mil comparativamente a R$23.255 mil no mesmo período de 2018, que representou uma variação de R$26.800 mil ou 115,2%.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Este aumento é atribuído substancialmente a uma (i) reversão de *impairment* de R$4.006 mil na Ouro Preto Energia e R$19.249 mil na OP Pescada em função das melhoras nas condições de mercado em 2019 e (ii) em 2019 houve uma reversão de *impairment* de R$24.380 mil na Ouro Preto Energia, R$31.709 mil na OP Pescada e R$3.475 mil na OPOG. Em 2019, houve um *impairment* de R$6.034 mil na controlada Ouro Preto Energia Onshore em função da entrega de alguns blocos exploratórios.

Outras receitas e despesas operacionais

A linha de outras receitas e despesas operacionais encerradas em 31 de dezembro de 2019 somou uma despesa R$30.747 mil, uma variação de R$90.619 mil quando comparada ao valor de R$59.872 mil de receitas no mesmo período em 2018.

Esta mudança pode ser atribuída a (i) devolução da concessão do Parnaíba na controlada Ouro Preto Energia Onshore ocorrida em 2019 que gerou uma variação de R$20.919 mil e sua consequentemente uma despesa que afetou resultado, (ii) a devolução da concessão da Baia do Recôncavo ocorrida em 2019 , que gerou uma variação de R$5.051 mil e representando consequentemente um impacto no resultado e (iii) e uma reversão de despesas com o operador referentes ao campo de Camarupim devido a alteração do plano de serviços de abandono provisionado anteriormente, que gerou uma variação de R$65.011 mil.

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos

O resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de um prejuízo antes das receitas (despesas) financeiras e impostos de R$15.281 mil, que pode ser comparado a um lucro antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos de R$25.429 mil, no mesmo período de 2018, o que representou uma redução de R$40.710 mil ou -160,1%.

Esta redução é atribuída substancialmente a (i) uma variação de R$35.028 mil em outras receitas e despesas operacionais, (ii) uma variação de R$4.393 mil nos custos operacionais e (iii) uma variação de R$1.289 mil na receita líquida. Esses itens foram parcialmente compensados por (i) uma variação de R$31.972 mil nos gastos exploratórios, uma variação de (ii) 26.800 mil em reversões e perdas no valor recuperável dos ativos e (iii) uma variação de R$2.438 mil em despesas gerais e administrativas.

Receitas financeiras

As receitas financeiras no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram de R$6.527 mil comparativamente a R$8.949 mil no mesmo período de 2018, o que representou uma redução de R$2.422 mil ou-27,1%. Esta redução é atribuída substancialmente a redução do CDI e de um menor saldo de caixa aplicado, por conta de alguns resgates realizados para manter a operação da Companhia.

Despesas financeiras

As despesas financeiras no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram de R$19.377 mil comparativamente a R$42.661 mil no mesmo período de 2018, o que representou uma redução de R$23.284 mil ou -54,6%. As despesas financeiras representam 59,8% e 126,6% da

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, respectivamente.

Esta redução é atribuída substancialmente a uma menor variação cambial em 2019 quando comparada a 2018, que resultou em uma menor despesa financeira pois as controladas OP Pescada e OP Energia adotam o dólar americano como moeda funcional. A variação cambial representou uma despesa de R$32.603 mil em 2018, que foi reduzida para R$4.986 mil em 2019.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de uma despesa financeira líquida de R$12.850 mil comparativamente a uma despesa financeira líquida de R$33.712 mil no mesmo período de 2018, o que representou uma redução de R$20.862 mil ou -61,9%.

Esta redução é atribuída substancialmente a (i) uma redução de R$2.422 mil na receita financeira, que é função da redução da posição de caixa e da menor taxa de juros em 2019 e (ii) uma diminuição de R$23.284 mil na despesa financeira, que é explicada por uma variação cambial negativa em 2019 de operações realizadas pelas controladas OP Pescada e OP Energia.

Resultado antes dos impostos

Resultado antes dos impostos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de um prejuízo antes dos impostos de R$28.131 mil comparativamente a um prejuízo antes dos impostos de R$8.283 mil no mesmo período de 2018, o que representou um aumento de R$19.848 mil ou 239,6%.

Este aumento é atribuído substancialmente a uma redução de R$40.710 mil no resultado antes das despesas financeiras, que foi parcialmente compensada por uma variação de R$20.862 mil no resultado financeiro líquido.

Imposto de renda e contribuição social

Imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de R$-3.835 mil comparativamente a R$-3.485 mil no mesmo período de 2018, o que representou um aumento de R$350 mil ou 10,0%.

O imposto de renda e contribuição social corrente apurado pelo grupo Ouro Preto é proveniente da OP Pescada, que está sob o regime de lucro presumido. A redução do imposto corrente é função da redução da receita bruta do campo de Pescada e Arabaiana conforme o declínio da produção explicado anteriormente, resultando em um dispêndio menor na linha de impostos, tendo uma despesa de R$2.858 mil em 2019 comparado à uma despesa de R$3.485 mil em 2018.

Prejuízo líquido do período

Lucro (prejuízo) líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi um prejuízo de R$31.966 mil comparativamente a um prejuízo de R$11.768 mil no mesmo período de 2018, o que representou um aumento de R$20.198 mil ou 171,6%. Esta linha representou -98,7% e -34,9%% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, respectivamente.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Esse aumento no prejuízo é atribuído principalmente a uma variação de R$-40.710 mil no resultado antes das despesas financeiras, que foi parcialmente compensada por uma variação de R$20.862 mil no resultado financeiro líquido.

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO (em R$ milhares, exceto %)	**31/12/2018**	**AV**	**31/12/2017**	**AV**	**AH**
Receita líquida	33.689	100,0%	34.831	100,0%	-3,3%
Custo dos produtos vendidos	(11.638)	-34,5%	(11.707)	-33,6%	-0,6%
Lucro bruto	**22.051**	**65,5%**	**23.124**	**66,4%**	**-4,6%**
Despesas gerais e administrativas	(31.525)	-93,6%	(29.575)	-84,9%	6,5%
Despesas tributárias	(5.405)	-16,0%	(9.035)	-25,9%	-40,2%
Gastos exploratórios	(38.429)	-114,1%	(355)	-1,0%	10725,1%
Despesas com gastos com desenvolvimento	(4.390)	-13,0%	(2.054)	-5,9%	113,7%
(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos	23.255	69,0%	(40.735)	-117,0%	-157,1%
Outras receitas e despesas operacionais	59.872	177,7%	(1.360)	-3,9%	-4502%
Despesas Operacionais	**3.378**	**10,0%**	**(83.114)**	**-238,6%**	**-104,1%**
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos	**25.429**	**75,5%**	**(59.990)**	**-172,2%**	**-142,4%**
Receitas financeiras	8.949	26,6%	19.756	56,7%	-54,7%
Despesas financeiras	(42.661)	-126,6%	(17.801)	-51,1%	139,7%
Resultado financeiro líquido	**(33.712)**	**-100,1%**	**1.955**	**5,6%**	**-1824,4%**
Resultado antes dos impostos	**(8.283)**	**-24,6%**	**(58.035)**	**-166,6%**	**-85,7%**
Imposto de renda e contribuição social	(3.485)	-10,3%	5.383	15,5%	-164,7%
Prejuízo líquido do período	**(11.768)**	**-34,9%**	**(52.652)**	**-151.2%**	**-77,6%**

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Receitas líquidas

As receitas líquidas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 somaram R$33.689 mil que pode ser comparado a R$34.831 mil no mesmo período de 2017, que representou uma redução de R$1.142 mil ou -3.3%. A redução de receita entre os períodos referidos é explicada majoritariamente pelo declínio anual de produção, natural de campos de petróleo.

A receita líquida da Companhia é oriunda exclusivamente do campo de Pescada e Arabaiana, que produz óleo e gás. A receita de gás tem preço fixo e seu declínio é função do declínio da produção, que reduz a cada ano. Já a receita do óleo é impactada pelas variações do *brent*, que teve variação positiva no período.

Custo dos produtos vendidos

Os custos dos produtos vendidos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foram de R$11.638 mil comparativamente a R$11.707 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma redução de R$69 mil ou -0,6%. Os custos dos produtos vendidos representaram 34,5% e 33,6% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente.

Esta reversão é atribuída a um aumento no valor de depreciação e amortização na ordem de R$6.098 mil em função de novos investimentos pela controlada Ouro Preto Energia Onshore no período, compensada por uma redução de custos de R$6.334 mil, que ocorreu devido a reapresentação de custos da OP Pescada. Estes custos são compostos por valores pagos ao operador referente a serviços e materiais usados nas operações dos campos de Pescada, Arabaiana & Dentão, custos fixos operacionais e despesas com manutenção e reparos, aluguel de área, royalties e depreciação de ativos de óleo e gás que é calculada de acordo com o método de unidades produzidas, ou seja, calculada em função da produção do ativo.

Lucro Bruto

O lucro bruto no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi de R$22.051 mil comparativamente a R$23.124 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma redução de R$1.073 mil ou -4,6%. O lucro bruto representou 65.5% e 66.4% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Esta redução é atribuída substancialmente à redução de demanda de gás, conforme exposto acima.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foram de R$31.525 mil comparativamente a R$29.575 mil no mesmo período de 2017, o que representou um aumento de R$1.950 mil ou 6,5%. Despesas gerais e administrativas representou 93,6% e 84,9% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente a (i) aumento de R$ 1.144 mil em prestação de serviços de terceiros e (ii) aumento de R$949 mil em custos relativos à atualização e à constituição de provisões de contingências.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Despesas tributárias

Despesas tributárias no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi de R$5.405 mil comparativamente a R$9.035 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma variação de R$3.630 mil ou -40,2%. Despesas operacionais representaram 16,0% e 25,9% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente.

Esta redução é atribuída substancialmente (i) à redução de R$4.437 mil referente à baixas de crédito de PIS e COFINS a recuperar sobre concessões prescritas ocorridas superiores a 2017; (ii) houve aumento de R$ 400 mil em despesas com IOF devido ao incremento de resgates de aplicações financeiras no exercício de 2018; e (iii) houve aumento de R$451 mil em despesas com impostos sobre fechamento de câmbio.

Gastos exploratórios

Os gastos exploratórios no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foram de R$38.429 mil comparativamente a R$355 mil no mesmo período de 2017, o que representou um aumento de R$38.074 mil ou 10725,1%. Gastos exploratórios representaram 114.1% e 1.0% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente.

Este aumento é atribuído substancialmente aos custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais dos ativos na Bacia do Paranaíba, registrados na controlada Ouro Preto Energia Onshore S.A. Esta empresa, por sua vez, que é controlada pela Companhia, realizou campanha de perfuração de poços exploratórios na Bacia do Paranaíba, realizadas em Jatobá (Bloco PNT-1-137) e posteriormente em Serra Negra (Bloco PN-T-114).

Despesas com gastos com desenvolvimento

Despesas ligadas a gastos com desenvolvimento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foram de R$4.390 mil comparativamente a R$2.054 mil no mesmo período de 2017; o que representou um aumento de R$2.336 mil ou 113,7%. Essas despesas representaram 13,0% e 5,9% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. O aumento observado nessa linha pode ser atribuído substancialmente por gastos na controlada OP Energia Ltda para certificação da Reserva de Pampo e Enchova.

(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos

(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi uma reversão, com efeito credor de R$23.255 mil comparativamente a uma despesa de R$40.735 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma redução de R$63.990 mil ou -157,1%. (Perda) / reversão no valor recuperável de ativos representou 69,0% e 117,0% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente.

Esta variação é atribuída substancialmente a reversão de provisão de *impairment* no montante de R$4.004 mil na Companhia OP Energia em face de uma provisão de R$19.143 mil em 2017 e uma reversão de R$19.248 mil na Companhia OP Pescada em face de uma provisão de R$21.449 mil ocorrida em 2017.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Outras receitas e despesas operacionais

Outras receitas e despesas operacionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 geraram uma receita de R$59.872 mil comparativamente a uma despesa de R$1.360 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma variação de R$61.232 mil ou -4502,3%. Outras receitas e despesas operacionais representou 177,7% e 3,9% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente a (i) menor despesas em R$1.883 mil referente interrupção de produção em Camarupim, (ii) em 2017 houve reversão de provisão de contingências em R$5.631 mil que não ocorreu em 2018, e (iii) e aumento de R$65.011 mil referente baixa de valores provisionados referente ao Campo Camarupim, que foi vendido em momento subsequente, na controlada Ouro Preto Energia ocorrida em 2018.

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos

O resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi um lucro antes das receitas (despesas) financeiras líquidas de R$25.429 mil comparativamente a um prejuízo antes das receitas (despesas) financeiras líquidas R$59.990 mil no mesmo período de 2017, o que representou um aumento de R$85.419 mil ou -142,4%. Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos representou 75,5% e -172,2% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente aos fatores abordados acima.

Receitas financeiras

As receitas financeiras no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foram de R$8.949 mil, sendo que no mesmo período em 2017, as mesmas resultaram no montante de R$19.756 mil; o que representou um aumento de R$10.807 mil ou de 54,7%. Cabe destacar que as receitas financeiras representaram 26,6% e 56,7% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Esta redução observada de 2017 para 2018 é atribuída principalmente a (i) redução do saldo de rendimento sobre aplicações financeiras no montante de R$6.678 mil devido à baixa dos saldos aplicados no período e; (ii) redução de saldo de variações monetárias em R$4.300 mil.

Despesas financeiras

As despesas financeiras no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foram de R$42.661 mil, sendo que no mesmo período em 2017, as mesmas resultaram no montante de R$17.801 mil; o que representou um aumento de R$24.860 mil ou de 139,7%. Cabe destacar que as despesas financeiras representaram 126,6% e 51,1% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Este aumento observado de 2017 para 2018 é atribuído principalmente ao fato das controladas OP Pescada e OP Energia possuírem o dólar como moeda funcional, que acarreta ajustes de conversão anualmente dependendo da variação cambial. Esse resultado foi reforçado pelo fato da desvalorização cambial em 2018 ter sido mais acentuada quando comparado com o ano anterior. Ademais, vale ressaltar que a variação cambial representou uma despesa de R$32.604 mil em 2018 e R$4.509 mil em 2017.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi de uma despesa de R$33.712 mil comparativamente a uma receita de R$1.955 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma redução de R$35.667 mil ou -1824.4%. Resultado financeiro líquido representou 100,1% e 5,6% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Esta redução é atribuída substancialmente a aos efeitos descritos acima.

Resultado antes dos impostos

Resultado antes dos impostos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi um prejuízo antes dos impostos de R$8.283 mil comparativamente a um prejuízo antes dos impostos de R$58.035 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma variação de R$49.752 mil ou -85,7%. Resultado antes dos impostos representou 24,6% e 166,6% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Esta redução é atribuída substancialmente aos efeitos descritos acima.

Imposto de renda e contribuição social

Imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi uma despesa de R$3.485 mil comparativamente a um ganho de R$5.383 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma variação de R$8.868 mil ou -164,7%. Imposto de renda e contribuição social representou 10,3% e 15,5% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Esta redução é atribuída substancialmente a redução de despesas não dedutíveis quando comparadas ao ano anterior.

Prejuízo líquido do período

Prejuízo líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi um prejuízo de R$11.768 mil comparativamente a R$52.652 mil no mesmo período de 2017, o que representou uma redução de R$40.884 mil ou -77,6%. Prejuízo líquido do período representou 34,9% e 151,2% da receita líquida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente. Esta redução é atribuída substancialmente aos fatores acima descritos.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

BALANÇOS PATRIMONIAIS

COMPARAÇÃO DAS PRINCIPAIS CONTAS PATRIMONIAIS CONSOLIDADAS EM 30 DE JUNHO DE 2020 E 31 DE DEZEMBRO DE 2019

(Em milhares de reais, exceto percentuais)	30/06/2020	AV	31/12/2019	AV	AH
ATIVO					
Circulante					
Caixa e Equivalentes de Caixa	19.234	4,8%	63.573	16,0%	-69,7%
Contas a receber de clientes	4.331	1,1%	3.536	0,9%	22,5%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	684	0,2%	546	0,1%	25,3%
Despesas antecipadas	1.527	0,4%	2.221	0,6%	-31,2%
Ativo mantido para venda	-	0,0%	25.994	6,6%	-100,0%
Outros créditos	1	0,0%	1.100	0,3%	-99,9%
Total do ativo circulante	**25.777**	**6,4%**	**96.970**	**24,5%**	**-73,4%**
Não Circulante					
Depósitos vinculados	3.656	0,9%	19.192	4,8%	-81,0%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	5.027	1,3%	6.295	1,6%	-20,1%
Depósitos judiciais	2.546	0,6%	2.527	0,6%	0,8%
Depósitos em garantia	192	0,0%	-	0,0%	0%
Outros ativos	7.705	1,9%	5.711	1,4%	34,9%
Imobilizado	355.876	88,6%	263.250	66,4%	35,2%
Intangível	796	0,2%	845	0,2%	-5,8%
Direito de Uso	-	0,0%	1.654	0,4%	-100,0%
Total do ativo não circulante	**375.798**	**93,6%**	**299.474**	**75,5%**	**25,5%**
Total do ativo	**401.575**	**100,0%**	**396.444**	**100,0%**	**1,3%**
PASSIVO					
Circulante					
Fornecedores	209	0,1%	778	0,2%	-73,1%
Obrigações trabalhistas	432	0,1%	377	0,1%	14,6%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	2.420	0,6%	1.859	0,5%	30,2%
Valores a pagar ao operador	3.415	0,9%	2.678	0,7%	27,5%
Provisões para pagamento de royalties	299	0,1%	244	0,1%	22,5%
Arrendamentos mercantis	-	0,0%	567	0,1%	-100,0%
Passivo mantido para venda	-	0,0%	14.148	3,6%	-100,0%
Outras obrigações	8.513	2,1%	15.072	3,8%	-43,5%
Total do passivo circulante	**15.289**	**3,8%**	**35.723**	**9,0%**	**-57,2%**

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(Em milhares de reais, exceto percentuais)	30/06/2020	AV	31/12/2019	AV	AH
Não circulante					
Provisão para abandono de poços	146.288	36,4%	106.630	26,9%	37,2%
Provisão para contingências	3.014	0,8%	1.417	0,4%	112,7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14.690	3,7%	14.840	3,7%	-1,0%
Arrendamentos mercantis	-	0,0%	1.041	0,3%	-100,0%
Total do passivo não circulante	**163.992**	**40,8%**	**123.928**	**31,3%**	**32,3%**
Capital social	287.666	71,6%	327.267	82,6%	-12,1%
Ações em tesouraria	(118)	0,0%	(118)	0,0%	0,0%
Ajuste acumulado de conversão	103.853	25,9%	8.479	2,1%	1124,8%
Prejuízo acumulado	(169.106)	-42,1%	(98.835)	-24,9%	71,1%
Total do patrimônio líquido	**222.294**	**55,4%**	**236.793**	**59,7%**	**6,1%**
Total do passivo e patrimônio líquido	**401.575**	**100,0%**	**396.444**	**100,0%**	**1,3%**

Ativo circulante

Em 30 de junho de 2020, o ativo circulante era de R$25.777 mil, em comparação com R$96.970 mil em 31 de dezembro de 2019. Em relação ao total do ativo, o ativo circulante era de 6,4% em 30 de junho de 2020 e 24,5% em 31 de dezembro de 2019. Esta redução, de R$71.193 mil ou -73,4%, decorreu de (i) baixa no grupo de Caixa e Equivalentes de caixa em R$39,2 mil referente empréstimo concedido para a empresa Ônix Óleo e Gás Ltda. pela empresa OP Pescada e R$5.280 mil referente devolução de saldo de ação tributária pela empresa OP Energia, (ii) aumento de R$795 mil referente contas a receber de clientes na empresa OP Pescada e, (iii) baixa de R$25.994 mil devido a venda do campo de Camarupim na empresa EP Energia ocorrida em maio de 2020.

Ativo não circulante

Em 30 de junho de 2020, o ativo não circulante era de R$375.798 mil, em comparação com R$299.474 mil em 31 de dezembro de 2019. Em relação ao total do ativo, o ativo não circulante era de 93,6% em 30 de junho de 2020 e 75,5% em 31 de dezembro de 2019. Este aumento, de R$76.324 mil ou 25,5%, decorreu de (i) aumento no grupo de imobilizado devido ajustes de conversão, devido as controladas OP Energia e OP Pescada terem a moeda funcional dólar. Além deste aumento houve também (ii) baixa de saldo vinculado de 15.634 mil devido à realização do pagamento de sua obrigação na OP Energia.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Passivo circulante

Em 30 de junho de 2020, o passivo circulante era de R$15.288 mil, em comparação com R$35.723 mil em 31 de dezembro de 2019. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo circulante era de 3,8% em 30 de junho de 2020 e 9,0% em 31 de dezembro de 2019. Esta redução, de R$20.435 mil ou -57,2%, decorreu substancialmente por (i) baixa no saldo do grupo de outras obrigações devido à reversão de provisão de R$6.239 mil referente reembolso de despesas com processos judiciais, (ii) baixa nos saldos dos arrendamentos mercantis devido a entrega do escritório utilizado pela administração, devido a reestruturação realizada, (iii) baixa de R$14.148 mil devido a venda do campo de Camarupim na empresa EP Energia ocorrida em maio de 2020.

Passivo não circulante

Em 30 de junho de 2020, o passivo não circulante era de R$163.992 mil, em comparação com R$123.928 mil em 31 de dezembro de 2019. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo não circulante era de 40,8% em 30 de junho de 2020 e 31,3% em 31 de dezembro de 2019. Este aumento, de R$40.064 mil ou 32,3%, decorreu substancialmente na linha de provisão de abandono de poço devido a variação cambial em R$51.948 mil.

Patrimônio líquido

Em 30 de junho de 2020, o patrimônio líquido era de R$222.294 mil, em comparação com R$236.793 mil em 31 de dezembro de 2019. Esta redução, de R$14.499 mil ou 6,1%, deu-se por (i) redução de capital de R$39.601 mil oriundos da incorporação reversa da Ônix Óleo e Gás S.A. pela controladora 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., (ii) aumento em R$95.373 mil na reserva de conversão e, (iii) apuração do prejuízo do período.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

COMPARAÇÃO DAS PRINCIPAIS CONTAS PATRIMONIAIS CONSOLIDADAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 31 DE DEZEMBRO DE 2018

(Em milhares de reais, exceto percentuais)	31/12/2019	AV	31/12/2018	AV	AH
ATIVO					
Circulante					
Caixa e Equivalentes de Caixa	63.573	16,0%	82.757	19,4%	-23,2%
Contas a receber de clientes	3.536	0,9%	7.024	1,6%	-49,7%
Adiantamentos ao operador	-	0,0%	2.147	0,5%	0%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	546	0,1%	8.202	1,9%	-93,3%
Despesas antecipadas	2.220	0,6%	1.858	0,4%	19,5%
Ativo mantido para venda	25.994	6,6%	-	0,0%	0%
Outros ativos	1.101	0,3%	1.482	0,3%	-25,7%
Total do ativo circulante	**96.970**	**24,5%**	**103.470**	**24,3%**	**-6,3%**
Não Circulante					
Depósitos vinculados	19.192	4,8%	18.269	4,3%	5,1%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	6.295	1,6%	14.505	3,4%	-56,6%
Depósitos judiciais	2.527	0,6%	9.997	2,3%	-74,7%
Outros ativos	5.711	1,4%	4.533	1,1%	26,0%
Imobilizado	263.250	66,4%	246.215	57,8%	6,9%
Intangível	845	0,2%	28.793	6,8%	-97,1%
Direito de Uso	1.654	0,4%	-	0%	0%
Total do ativo não circulante	**299.474**	**75,5%**	**322.312**	**75,7%**	**-7,1%**
Total do ativo	**396.444**	**100,0%**	**425.782**	**100,0%**	**-6,9%**
PASSIVO					
Circulante					
Fornecedores	778	0,2%	4.293	1,0%	-81,9%
Obrigações trabalhistas	377	0,1%	1.520	0,4%	-75,2%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	1.859	0,5%	3.263	0,8%	-43,0%
Valores a pagar ao operador	2.678	0,7%	11.086	2,6%	-75,8%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(Em milhares de reais, exceto percentuais)	31/12/2019	AV	31/12/2018	AV	AH
Provisões para pagamento de royalties	244	0,1%	248	0,1%	-1,6%
Arrendamentos mercantis	567	0,1%	-	0,0%	0%
Passivo mantido para venda	14.148	3,6%	-	0%	0%
Outras obrigações	15.072	3,8%	12.496	2,9%	20,6%
Total do passivo circulante	**35.723**	**9,0%**	**32.906**	**7,7%**	**8,6%**
Não Circulante					
Provisão para abandono de poços	106.630	26,9%	121.780	28,6%	-12,4%
Provisão para contingências	1.417	0,4%	1.314	0,3%	7,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14.840	3,7%	13.863	3,3%	7,0%
Arrendamentos mercantis	1.041	0,3%	-	0,0%	0,0%
Total do passivo não circulante	**123.928**	**31,3%**	**136.957**	**32,2%**	**-9,5%**
Capital social	327.267	82,6%	327.267	76,9%	0,0%
Ações em tesouraria	(118)	0,0%	(118)	0,0%	0,0%
Ajuste acumulado de conversão	8.479	2,1%	(4.361)	-1,0%	-294,4%
Prejuízo acumulado	(98.835)	-24,9%	(66.869)	-15,7%	47,8%
Total do patrimônio líquido	**236.793**	**59,7%**	**255.919**	**60,1%**	**-7,5%**
Total do passivo e patrimônio líquido	**396.444**	**100,0%**	**425.782**	**100,0%**	**-6,9%**

Ativo circulante

Em 31 de dezembro de 2019, o ativo circulante era de R$96.970 mil, em comparação com R$103.470 mil em 31 de dezembro de 2018. Em relação ao total do ativo, o ativo circulante era de 24,5% em 31 de dezembro de 2019 e 24,3% em 31 de dezembro de 2018. Esta redução, de R$6.500 mil ou -6,3%, decorreu (i) redução da linha de Caixa e equivalentes de caixa devido utilização de dinheiro nas operações de produção de óleo e gás da Companhia, principalmente pelos pagamentos realizados na empresa OP Energia Onshore devido plano de perfuração , (ii) redução do contas a receber relacionado a diminuição da demanda no exercício e (iii) baixa da linha de impostos a recuperar refere-se a saldos transferidos de saldo negativo para longo prazo para sua compensação no mesmo exercício, em contrapartida.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Ativo não circulante

Em 31 de dezembro de 2019, o ativo não circulante era de R$299.474 mil, em comparação com R$322.312 mil em 31 de dezembro de 2018. Em relação ao total do ativo, o ativo não circulante era de 75,5% em 31 de dezembro de 2019 e 75,7% em 31 de dezembro de 2018. Esta redução, de R$22.838 mil ou -7,1%, decorreu (i) redução da linha de depósitos judiciais referente recebimento de saldo antes depositado em R$7.974 mil devido encerramento de processos judiciais na OP Energia, (ii) na linha do ativo imobilizado as variações estão substancialmente relacionadas a atualização cambial ativa (R$10.259 mil), ajuste da estimativa de abandono (R$15.667 mil), reversão de saldo de *impairment* (R$33.581 mil) e uma movimentação líquida com baixas em R$ 4.091 mil nos bens registrados nas empresas OP Energia e OP Pescada e, (iii) em maio de 2019, devido aos resultados dos estudos, a Companhia optou por devolver os blocos PN-T-165, PN-T-151, PN-T-137, PN-T-65, PN-T-145 e PN-T-162 registrados na empresa OP Energia Onshore.

Passivo circulante

Em 31 de dezembro de 2019, o passivo circulante era de R$35.723 mil, em comparação com R$32.906 mil em 31 de dezembro de 2018. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo circulante era de 9,0% em 31 de dezembro de 2019 e 7,7% em 31 de dezembro de 2018. Este aumento, de R$2.817 mil ou 8.6%, decorreu (i) redução da linha de fornecedores devido menor demanda de prestação de serviços vinculados à gastos exploratórios, mas em contrapartida (ii) devido a intenção de venda do campo de Camarupim registrada na OP Energia, foi registrado o saldo do passivo mantido para venda, que contempla também valores a pagar ao operador referentes a este campo.

Passivo não circulante

Em 31 de dezembro de 2019, o passivo não circulante era de R$123.928 mil, em comparação com R$136.957 mil em 31 de dezembro de 2018. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo não circulante era de 31,3% em 31 de dezembro de 2019 e 32,2% em 31 de dezembro de 2018. Esta redução, de R$13.029 mil ou -9,5%, decorreu (i) redução da conta de provisão para abandono de poço está substancialmente relacionada ao ajuste de conversão positivo.

Patrimônio líquido

Em 31 de dezembro de 2019, o patrimônio líquido era de R$236.793 mil, em comparação com R$255.919 mil em 31 de dezembro de 2018. Esta redução, de R$19.126 mil ou -7,5%, deu-se por (i) atualização do saldo da reserva de ajustes de conversão em R$12.840 mil e (ii) apuração do resultado do exercício.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

COMPARAÇÃO DAS PRINCIPAIS CONTAS PATRIMONIAIS CONSOLIDADAS EM 31 DE DEZEMBRO 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017

(Em milhares de reais, exceto percentuais)	31/12/2018	AV	31/12/2017	AV	AH
ATIVO					
Circulante					
Caixa e Equivalentes de Caixa	82.757	19,4%	119.692	26,4%	-30,9%
Contas a receber de clientes	7.024	1,6%	7.220	1,6%	-2,7%
Adiantamentos ao operador	2.147	0,5%	2.146	0,5%	0,0%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	8.202	1,9%	7.503	1,7%	9,3%
Despesas antecipadas	1.858	0,4%	779	0,2%	138,5%
Outros créditos	1.482	0,3%	715	0,2%	107,3%
Total do ativo circulante	**103.470**	**24,3%**	**138.055**	**30,5%**	**-25,1%**
Não Circulante					
Depósitos vinculados	18.269	4,3%	15.254	3,4%	19,8%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	14.505	3,4%	19.513	4,3%	-25,7%
Depósitos judiciais	9.997	2,3%	15.565	3,4%	-35,8%
Outros ativos	4.533	1,1%	3.912	0,9%	15,9%
Imobilizado	246.215	57,8%	231.222	51,0%	6,5%
Intangível	28.793	6,8%	29.788	6,6%	-3,3%
Direito de Uso	-	0,0%	-	0,0%	0,0%
Total do ativo não circulante	**322.312**	**75,7%**	**315.254**	**69,5%**	**2,2%**
Total do ativo	**425.782**	**100,0%**	**453.309**	**100,0%**	**-6,1%**
PASSIVO					
Circulante					
Fornecedores	4.293	1,0%	2.702	0,6%	58,9%
Obrigações trabalhistas	1.520	0,4%	1.157	0,3%	31,4%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	3.263	0,8%	2.023	0,4%	61,3%
Valores a pagar ao operador	11.086	2,6%	10.818	2,4%	2,5%
Provisões para pagamento de royalties	248	0,1%	262	0,1%	-5,3%
Outras obrigações	12.496	2,9%	8.304	1,8%	50,5%
Total do passivo circulante	**32.906**	**7,7%**	**25.266**	**5,6%**	**30,2%**
Não Circulante					
Provisão para abandono de poços	121.780	28,6%	181.645	40,1%	-33,0%
Provisão para contingências	1.314	0,3%	365	0,1%	260,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.863	3,3%	13.863	3,1%	0,0%
Total do passivo não circulante	**136.957**	**32,2%**	**195.873**	**43,2%**	**-30,1%**

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Capital social	327.267	76,9%	327.267	72,2%	0,0%
Ações em tesouraria	(118)	0,0%	(118)	0,0%	0,0%
Ajuste acumulado de conversão	(4.361)	-1,0%	(39.878)	-8,8%	-89,1%
Prejuízo acumulado	(66.869)	-15,7%	(55.101)	-12,2%	21,4%
Total do patrimônio líquido	**255.919**	**60,1%**	**232.170**	**51,2%**	**10,2%**
Total do passivo e patrimônio líquido	**425.782**	**100,0%**	**453.309**	**100,0%**	**-6,1%**

Ativo circulante

Em 31 de dezembro de 2018, o ativo circulante era de R$103.470 mil, em comparação com R$138.055 mil em 31 de dezembro de 2017. Em relação ao total do ativo, o ativo circulante era de 24,3% em 31 de dezembro de 2018 e 30,5% em 31 de dezembro de 2017. Esta redução, de R$34.585 mil ou -25,1%, decorreu da redução da linha de Caixas e equivalentes de caixa devido utilização de recursos financeiro na companha de perfuração realizada pela empresa OP Energia Onshore.

Ativo não circulante

Em 31 de dezembro de 2018, o ativo não circulante era de R$322.312 mil, em comparação com R$315.254 mil em 31 de dezembro de 2017. Em relação ao total do ativo, o ativo não circulante era de 75,7% em 31 de dezembro de 2018 e 69,5% em 31 de dezembro de 2017. Este aumento, de R$7.058 mil ou 2,2%, decorreu (i) atualização do saldo vinculado, (ii) da linha de impostos a recuperar houve diminuição de R$5.008 mil devido baixa de saldo de PIS e Cofins já prescritos e baixa referente compensações realizadas no período na OP Energia, (iii) redução da linha de depósitos judiciais referente recebimento de saldo antes depositado em R$5.568 mil devido encerramento de processos judiciais na OP Pescada e, (iv) a linha do ativo imobilizado está substancialmente afetados pela reversão de *impairment* e ajuste de conversão nos ativos registrados nas empresas OP Energia e OP Pescada.

Passivo circulante

Em 31 de dezembro de 2018, o passivo circulante era de R$32.906 mil, em comparação com R$25.266 mil em 31 de dezembro de 2017. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo circulante era de 7,7% em 31 de dezembro de 2018 e 5,6% em 31 de dezembro de 2017. Este aumento, de R$7.640 mil ou 30,2%, decorreu (i) aumento do saldo de fornecedores decorrente de aumento de demanda de serviços de terceiros na empresa OP Energia Onshore, (ii) o aumento apresentado na linha de impostos a pagar está vinculado ao aumento de saldo a pagar sobre prestação de serviços tomados, e (iii) aumento na linha de outras obrigações é referente provisão de saldo de R$4.210 mil referente reembolso de depósito judicial para a empresa EP Energy.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Passivo não circulante

Em 31 de dezembro de 2018, o passivo não circulante era de R$136.957 mil, em comparação com R$195.873 mil em 31 de dezembro de 2017. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo não circulante era de 32,2% em 31 de dezembro de 2018 e 43,2% em 31 de dezembro de 2017. Esta redução, de R$58.916 mil ou -30,1%, decorreu substancialmente pela redução da linha de provisão de abandono de poço, tendo uma reversão de R$66.131 mil de provisão, redução de R$28.434 referente a revisão das premissas utilizadas após análises da situação atual do campo e um aumento de R$ 24.386 mil referente ajuste de conversão e de R$10.314 atualização do saldo.

Patrimônio líquido

Em 31 de dezembro de 2018, o patrimônio líquido era de R$255.919 mil, em comparação com R$232.170 mil em 31 de dezembro de 2017. Este aumento de R$23.349 mil ou 10,2%, deu-se por (i) aumento do saldo da reserva de ajuste por conversão em R$ 35.517 mil e, (ii) apuração do prejuízo do exercício de R$11.768.

FLUXO DE CAIXA

A tabela a seguir apresenta os valores relativos ao fluxo de caixa consolidado da Companhia para os períodos indicados:

(Em R$ milhares de Reais)	30/06/2020	30/06/2019	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(21.285)	(24.676)	(6.363)	15.772	(20.804)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	34.191	(743)	(9.615)	(36.420)	119
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(39.973)	(315)	(629)	-	-
Redução de caixa e equivalentes de caixa	(27.067)	(25.734)	(16.607)	(20.648)	(20.685)

PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020 COMPARADO AO PERÍODO DE SEIS MESES FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2019

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa líquido utilizado nas atividades operacionais totalizou R$21.285 mil para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, comparado a R$24.676 mil utilizado para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2019. Essa redução de R$3.391 mil, ou 13,7%, é justificada majoritariamente pela queda de despesas administrativas que é resultado de (i) redução no quadro de funcionários; (ii) rescisão de contratos com fornecedores e (iii) e controle de despesas de viagem, escritório, aluguel, dentre outros.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O caixa gerado das atividades de investimento totalizou R$34.191 mil para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, comparado a uma utilização de R$743 mil utilizado para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2019. Esse aumento de R$34.934 mil é justificado por (i) resgate de saldo do depósito vinculado de R$15.536 mil devido a venda do campo de Camarupim, que impactou a linha de caixa restrito no balanço patrimonial no mesmo montante, (ii) recebimento de saldo devido a venda de ativo registrado como ativo mantido para venda de R$20.154 mil.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa utilizado das atividades de financiamento totalizou R$39.973 mil para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, comparado a R$-315 mil utilizado para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2019. Essa variação é explicada por contrato de mútuo, de caráter não recorrente, no valor de R$39.973 mil (vide item 16.2 deste Formulário) realizado pela OP pescada Óleo e Gás Ltda com sua controladora indireta Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda.

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa utilizado nas atividades operacionais totalizou R$6.363 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, comparado aos R$15.772 mil gerados no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Essa redução de R$22.135 mil é justificada por (i) maior gasto com fornecedores impulsionado por despesas relacionadas ao projeto Pamplo Enchova, (ii) aumento de valores pagos ao operador e (iii) aumento de impostos sobre pagamento ao exterior e taxas de regularização cadastral, que variou em função da baixa de crédito de impostos oriundas da aquisição do campo de Camarupim, registrado em sua controlada OP Energia.

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O caixa utilizado das atividades de investimento totalizou R$9.615 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, comparado a R$36.420 mil utilizado no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Essa redução de R$26.805 mil é justificada majoritariamente por uma redução de aquisição do imobilizado de R$25.039 mil. Em 2018 a Ouro Preto Energia Onshore realizou perfurações na Bacia do Parnaíba, tendo assim gastos exploratórios relevantes. Em 2019, as áreas foram restauradas e não houve perfurações adicionais, o que gerou uma redução expressiva no fluxo de caixa de investimento.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido utilizado das atividades de financiamento totalizou R$629 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, comparado a R$0 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Esse aumento de R$629 mil, não é representativa. A Companhia não detém nenhum contrato de financiamento, sendo a despesa de R$629 mil em 2019 referente a um arrendamento mercantil realizado que comtempla o aluguel de equipamentos de escritório da sede da Companhia no Rio de Janeiro.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa líquido gerado das atividades operacionais totalizou R$15.772 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, comparado a R$20.804 mil utilizado no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Esse aumento de R$36.576 mil é justificado por (i) uma redução no valor à pagar do operador devido a gastos não recorrentes relacionados aos ativos de Camarupim e Pescada & Arabaiana, (ii) e uma redução nos gastos com fornecedores.

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O caixa líquido utilizado das atividades de investimento totalizou R$-36.420 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, comparado a R$119 mil gerado no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Essa redução de R$36.301 mil, é justificado substancialmente por aquisição de imobilizado para realização da perfuração de blocos exploratórios da controlada Ouro Preto Energia Onshore.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido das atividades de financiamento totalizou R$0 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, comparado a R$0 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Não houve gastos atrelados a financiamento em ambos os períodos pois a Companhia não possui nenhum contrato de financiamento.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

10.2 - Resultado operacional e financeiro

(a) Resultados das operações do emissor

(i) Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A base de sustentação das receitas da Companhia e de suas operações, no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 e nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, está ancorada na OP Pescada, única controlada do grupo que possui receita operacional.

A receita da companhia é proveniente da venda de gás e óleo do campo de Pescada & Arabaiana, sendo o gás a principal fonte de receita da companhia. A companhia detém 35% do campo de Pescada e Arabaiana sendo que os remanescentes 65% são de titularidade da Petrobras. Conforme determinado no *Joint Operating Agreement* (*JOA*) assinado entre a Companhia e a Petrobras, a Petrobras é a operadora do ativo. Em julho de 2020, a Ouro Preto assinou contrato para a aquisição da participação da Petrobras no ativo, sujeito ao cumprimento de determinadas condições precedentes, dentre elas a aprovação da cessão da concessão pela ANP.

(ii) Fatores que afetam materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia podem ser assim resumidos: Venda de Óleo e Gás do campo de Pescada & Arabaiana, a variação das cotações de *brent* e a variação cambial.

A produção do campo pode ser influenciada por fatores como (i) declínio natural anual da produção em função do consumo das reservas do campo, (ii) variações na demanda por óleo e gás do mercado e (iii) quedas de produção provenientes de problemas operacionais.

Variações cambiais também tem impacto direto na receita da Companhia. Por ter os preços para óleo e gás cotados em dólar, o câmbio também é um parâmetro que tem impacto relevante na receita da Companhia. A variação da cotação do brent também é um fator relevante na mensuração da receita. Apesar de não impactar a receita de gás da companhia, variações no *brent* impactam diretamente a receita de óleo.

(b) Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

A receita da companhia não está diretamente relacionada, ou indexada, a taxa de juros ou inflação, mas está diretamente atrelada a variações de preços, taxa de câmbio e volumes produzidos.

Variações de preços: Conforme explicado em item anterior, a receita da companhia é proveniente da venda de óleo e gás. A receita de gás é a mais representativa e representa atualmente 82.2% da receita da Companhia no primeiro semestre de 2020. O gás é comercializado a um preço fixo, que independe de variações nos preços do petróleo e, portanto, até a data de vencimento do contrato não é esperado que tenha variação de preços nessa *commodity*. No entanto, o óleo é vendido com um desconto pré-determinado tendo a curva de petróleo tipo *brent* da S&P Platts como referência, ou seja, qualquer variação de preço tem impacto direto na receita liga a venda de óleo. Vale ressaltar

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

que a receita ligada diretamente à venda de óleo representou 17.8% do total da receita da Ouro Preto no primeiro semestre de 2020.

Volume de venda: O volume de venda pode ser significativamente impactado pela demanda de óleo e gás. Contrações econômicas podem reduzir a demanda e assim reduzir as vendas da companhia. No entanto, não foi observada redução no volume de venda motivadas por menor demanda nos períodos de 2017, 2018, 2019 e 30 de junho de 2020. Há uma redução gradual do volume vendido que é ligado diretamente ao declínio de produção do campo.

Taxa de câmbio: a taxa de câmbio tem impacto direto na receita da companhia, pois ambos óleo e gás são indexados em dólar. A moeda sofreu variações nos períodos de 2017, 2018, 2019 e 30 de junho de 2020 e consequentemente teve impacto direto na receita da companhia.

(c) Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

Taxa de juros: a companhia tem pouca exposição à taxa de juros por não possuir dívidas em seu balanço. Porém, o impacto direto da taxa de juros se dá através da receita financeira, que é atrelada a CDI. Os períodos de 2017, 2018, 2019 e 30 de junho de 2020 foram impactados por uma taxa de juros em curva descendente, que reduziu a receita financeira da companhia.

Inflação: a companhia tem exposição a inflação que impacta os resultados operacionais principalmente em despesas gerais e administrativas, envolvendo itens de (i) aluguel de imóveis, (ii) folha de pagamento de funcionários e (iii) contratação de serviços terceirizados. Adicionalmente, o custo de produção da OP Pescada também pode sofrer variações em função de reajustes aplicados por fornecedores.

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

(a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, tampouco no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, a introdução ou alienação de qualquer segmento operacional da Companhia que se caracterize como alienação ou introdução de unidade geradora de caixa.

(b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Todas as informações sobre constituição, aquisição ou alienação de participação societária envolvendo a Companhia e sociedades de seu grupo econômico já foram disponibilizadas no item 6.5 deste Formulário de Referência. Os efeitos das aquisições realizadas pela Companhia encontram-se descritos no item 10.1(f) deste Formulário de Referência.

(c) Eventos ou operações não usuais

Não houve, durante o período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020, ou durante os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, quaisquer eventos ou operações não usuais com relação à Companhia ou suas atividades que tenham causado ou se espera que venham causar efeito relevante nas demonstrações financeiras ou resultados da Companhia.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfase no parecer do auditor

(a) Mudanças significativas nas práticas contábeis

A companhia aplicou o julgamento na determinação da apresentação apropriada do valor de perda por redução ao valor recuperável em: (i) *impairment* relacionado ao contas a receber de clientes e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, o qual é apresentado separadamente na demonstração do resultado; e (ii) *impairment* relacionado a investimentos em títulos de dívida, que não estão apresentados separadamente, mas estão incluídos em "despesa financeira" devido a considerações de materialidade; (iii) – como reconheceu a VJORA os valores de referente ao contratos de Hedge. Salienta que não apresentou impactos significantes ou esforços adicionais, uma vez eu seus ativos apresentam baixa complexibilidade de contabilização

Considerando a adoção inicial em 1º de janeiro de 2018, o CPC 47/IFRS 15 que remete a contabilização da receita de contrato com cliente para alocar a contraprestação no contrato para cada produto/serviço ora vendido, a Companhia aplica no seu processo de contabilização as regras e norteamento apresentado pela respectiva norma. O CPC 47/IFRS 15 através de um texto simples com uma redação objetiva e de fácil compreensão, direciona a contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes que substitui o guia atual de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas. A norma define que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma apresenta um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho. Diante do exposto, pelos novos requerimentos da IFRS 15, a entidade reconhece a receita somente quando a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o "controle" dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. A Companhia sempre avaliou os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento e julga não ser relevantes em suas demonstrações financeiras.

O CPC 06 (R2) - Arrendamentos, emitido pelo CPC, em substituição à versão anterior da referida norma CPC 06 (R1), equivalente à norma internacional IAS 17. O CPC 06 (R2), estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial no qual todos os arrendamentos mercantis resultam no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e um passivo de arrendamento.

Este é o primeiro conjunto de demonstrações financeiras anuais da Companhia no qual o CPC 06(R2) – Arrendamentos foram aplicados. As mudanças relacionadas nas principais políticas contábeis estão descritas na nota explicativa 25.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

Na adoção inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16, a Companhia utilizou a abordagem retrospectiva modificada sob a qual as informações comparativas não foram reapresentadas; e o direito de uso do ativo foi mensurado pelo mesmo valor que o passivo do arrendamento. Como consequência, as informações apresentadas para 2018 não estão sendo reapresentadas, estão de fato sendo apresentadas conforme reportado anteriormente de acordo com o CPC 06 (R1) / IAS 17 e respectivas interpretações. A norma define que um contrato é ou contém um arrendamento quando transfere o direito de controlar o uso de um ativo identificado por um determinado período, em troca de uma contraprestação.

Adicionalmente, a Companhia decidiu adotar as isenções de reconhecimento previstas na norma para os arrendamentos de curto prazo e baixo valor.

O impacto na demonstração do resultado após a adoção do CPC 06 (R2) é a substituição do custo linear com aluguéis (arrendamento operacional) pelo custo linear de depreciação do bem de direito de uso do objeto dos contratos e a despesa de juros sobre obrigações de arrendamento, calculada com base nas taxas de captação vigentes no momento da contratação dessas operações.

A seguir seguem as informações sobre o reconhecimento e mensuração, apresentação e divulgação das operações de arrendamento mercantil utilizadas pela Companhia:

(b) Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

CPC06/IFRS 16 Reconhecimento

O passivo de arrendamento é inicialmente mensurado a valor presente, descontado à taxa de juros nominal incremental do empréstimo do grupo, líquido dos seguintes efeitos:

a) Pagamentos variáveis de arrendamento com base em um índice ou taxa;

b) Valores pagos pelo locatário sob garantias de valor residual;

c) Preço de exercício de uma opção de compra se o locatário estiver razoavelmente certo de que exercerá a opção;

d) Pagamento de multa por rescisão do contrato de arrendamento se os termos contratuais contemplarem o exercício da opção pelo arrendatário; e

Os ativos de direito de uso são medidos de acordo com os seguintes itens:

a) O valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento;

b) Quaisquer pagamentos de arrendamento feitos na ou antes da data de início menos quaisquer incentivos de arrendamento recebidos; e

c) Quaisquer custos diretos iniciais.

Os pagamentos das operações de arrendamento mercantil de curto prazo, bem como das operações de arrendamento mercantil de bens de baixo valor, são contabilizados no resultado como despesa.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

Considerações relevantes na determinação do prazo de arrendamento

Na determinação do prazo do arrendamento, a administração considera todos os fatos e circunstâncias que criam incentivo econômico ao exercício da opção de prorrogação ou rescisão do contrato de arrendamento. As opções de prorrogação (ou períodos após as opções de extinção) são incluídas no prazo do arrendamento somente quando houver razoável certeza de que o arrendamento será prorrogado (ou não será extinto).

Tal avaliação é revista no caso de um evento ou mudança significativa nas circunstâncias, que afeta tal avaliação e está sob o controle do locatário.

Transição CPC 06 (R2) / IFRS 16

A Companhia adotou o CPC 06(R2) a partir do dia 1º de janeiro de 2019, data de adoção inicial, utilizando a abordagem retrospectiva modificada, dessa forma, a informação comparativa não foi reapresentada e continua a ser divulgada de acordo com o CPC 06. Como resultado da adoção, a Companhia alterou sua política contábil para os contratos de arrendamento, conforme apresentado na nota explicativa nº 25 – "Arrendamentos. ".

(c) Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Os relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis da Companhia nos últimos três exercícios sociais foram emitidos sem ressalvas, assim como no exercício social corrente. O relatório de auditoria das demonstrações individuais e consolidadas da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2019 apresenta ênfase com relação à concentração de receitas com cliente-chave, que pode ser identificada na nota explicativa 8.13, a Administração avalia que o risco de concentração de receita é baixo, uma vez que a Companhia fornece insumo básico para o negócio do seu único cliente empresa de economia mista brasileira com classificação de risco Ba2, BB- e BB- pela Mody's Standard & Poor's e Fitch respectivamente, conforme divulgadas nas nota explicativa nº 35 ((a)(ii)) das Demonstrações Financeiras dos exercícios de 2019, 2018 e 2017 e na nota explicativa nª 30 ((b)(i)) das Informações Financeiras Trimestrais em 30 de junho de 2020, denominada "Risco de crédito".

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

10.5 - Políticas contábeis críticas

A Empresa aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras, salvo indicação ao contrário. Certos montantes comparativos nas demonstrações do resultado e do resultado abrangente foram atualizados, reclassificados ou reapresentados, como resultado de uma mudança na política contábil ou retificação de erros.

Imobilizado

Reconhecimento e mensuração

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição, deduzido da depreciação acumulada e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. A depreciação dos bens é calculada de acordo com o método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de óleo e gás.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos (*successful efforts method of accounting*).

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado quando incorridos.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associados ao poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de empregados, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Se reservas comerciais não são encontradas, o poço exploratório é baixado do resultado. Quando reservas são encontradas, o custo é mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, sejam concluídas.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da Administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não venha a ser confirmada, esses custos são baixados ao resultado. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são transferidos para "Ativos de Óleo e Gás".

Na fase de desenvolvimento, as inversões para construção, instalação e infraestrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento malsucedidos) são capitalizados como "Ativos de Óleo e Gás".

Os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas de produção são estimados e registrados como parte dos custos desses ativos, em contrapartida à provisão que suportará tais gastos, tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área. Essa provisão é apresentada como ativo imobilizado em contrapartida ao passivo exigível a longo prazo. As estimativas dos custos com abandono são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, descontadas a taxa livre de risco ajustada pelo risco país e pelo risco de crédito.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

As estimativas de custos com abandono são revistas anualmente ou quando há indicação de mudanças relevantes, com a consequente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos. A provisão é atualizada mensalmente em base pro-rata considerando-se a taxa de desconto livre de risco ajustada com a qual foi descontada em contrapartida a uma despesa financeira.

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso ou venda são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa no período em que são incorridos.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho e perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado do exercício em que o ativo for baixado.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Depreciação

Os ativos de óleo e gás, incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas, são depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas. Para os ativos que beneficiarão toda a vida útil econômica do campo, como gasodutos e oleodutos, a depreciação é calculada considerando-se a produção do período e as reservas provadas totais (método das unidades produzidas).

O ativo imobilizado, com exceção dos gastos exploratórios capitalizáveis mencionados acima, é depreciado pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente.

Estes são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso ou, em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, de acordo com as taxas e critérios definidos nas demonstrações financeiras da Companhia.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

Provisão para redução ao valor recuperável dos ativos não financeiros (*impairment*)

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou unidade geradora de caixa - UGC - exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados dos seus valores presentes por meio da taxa de desconto antes de impostos, que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou UGC. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são reunidos ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo. Estes ativos são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a unidade geradora de caixa).

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes a UGCs são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC) e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma pro rata.

Para a controlada, OP Pescada Óleo e Gás Ltda foi identificado indicativos para potencial reversão de *impairment*, por conta principalmente de um menor custo operacional reportado pelo operador, pela melhora da taxa de desconto e pela consideração de um prazo maior para a concessão tendo assim efetuado o teste para as áreas de Pescada e Arabaiana, e efetuou reversão parcial da provisão do *impairment*. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia efetuou reversão parcial da provisão do *impairment* no valor de R$31.709 mil (em 2018 foi de R$19.249 mil) e o testes foram feitos nas áreas de Pescada e Arabaiana. O fluxo de caixa do projetado foi apresentado junto com as informações do *impairment*.

Para a controlada, Ouro Preto Energia Onshore S.A., a Administração concluiu que não existiram evidências para teste de recuperabilidade, e dessa forma, não foi efetuada provisão para *impairment*. Para 2019, as estimativas e premissas utilizadas pela Companhia, consideradas razoáveis pela Administração, indicaram a necessidade de provisão para perdas no valor de recuperação de ativos no valor de R$6.034 mil tendo em vista que não houve êxito na fase de exploração e o mesmo foi devolvido em 23 de março de 2020.

Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes e das obrigações legais são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de "perda provável", com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos.

Provisão para abandono de poços

Refere-se a custos associados ao abandono dos ativos. Estes custos incluem o futuro desmantelamento e a remoção dos equipamentos de produção e a restauração da superfície do campo para uma condição ecológica similar àquela existente antes que a extração de óleo e gás tivesse começado.

10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

(a) Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

(i) Arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

Não há arrendamentos mercantis operacionais, ativos ou passivos, não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

(ii) Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a Companhia mantenha riscos e responsabilidades não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

(iii) Contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

Não há contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

(iv) Contratos de construção não terminada

Não há contratos de construção não terminada não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

(v) Contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

(b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

(a) Como tais itens alteram ou poderão vir alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

(b) Natureza e o propósito da operação

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

(c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020.

10.8 - Plano de Negócios

10.8 - Plano de Negócios

(a) Investimentos

(i) Descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento dos investimentos previstos

O plano de negócios da Companhia prevê investimentos de manutenção e otimização do portfólio atual de ativos da Companhia e de aquisição e desenvolvimento de novos ativos de produção de petróleo em campos de maduros.

Como já mencionado neste Formulário, a estratégia da Companhia contempla majoritariamente o investimento na revitalização dos campos maduros, incluindo melhorias nos processos de perfuração e nas instalações e equipamentos, processos de *workover* e novas perfurações em zonas conhecidas, com intuito de acessar e desenvolver as reservas provadas e prováveis apresentadas nas Certificações de Reservas.

A tabela abaixo apresenta, de forma resumida, a expectativa de investimento para o desenvolvimento das reservas e melhoria das instalações existentes nos próximos anos nos ativos que a Companhia já detém participação: Pescada & Arabaiana.

		Pescada
Invest. Workovers	US$ '000	-
Invest. Perfurações	US$ '000	46,774
Invest. em instalações	US$ '000	-

(ii) Fontes de financiamento dos investimentos

A fonte de financiamento para os investimentos apresentados na tabela acima será, principalmente, a própria geração de caixa dos ativos e, no caso de haver necessidade de capital adicional para financiar nossas necessidades de liquidez de curto prazo, a Companhia acredita ser capaz de obter empréstimos e financiamentos no mercado de capitais brasileiro e/ou com instituições financeiras de primeira linha, como por exemplo a contratação de dívidas estruturadas com bancos de desenvolvimento regional, como o Banco do Nordeste. Ainda, os investimentos descritos no item (i) acima também poderão ser financiado pelos recursos oriundos da conclusão da nossa oferta pública inicial de ações.

Adicionalmente, a Companhia poderá recorrer a fontes de recursos de terceiros disponíveis, de acordo com a oferta de crédito e das condições de mercado, para aquisições estruturadas e para implementação dos planos de investimentos a serem desenvolvidos.

10.8 - Plano de Negócios

(iii) Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui desinvestimentos relevantes em andamento ou previsto.

(b) Desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

A Companhia através de suas subsidiárias assinou em 09/07/2020 o contrato de compra e venda de ativos com a Petrobras SA para adquirir 65% de participação nos Campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, pertencente ao ativo Pescada-Arabaiana, o qual já detém os outros 35%, por 1,5 milhões de dólares. Estes campos possuem 6 plataformas fixas (PPE-1-A, PPE-1-B, PPE-2, PPE-3, PARB-1 e PARB-3) e 10 poços (7 em produção e 3 fechados).

A transação será efetiva após a aprovação da ANP da cessão dos Contratos de Concessões: (i) nº 48000.003912/97-84, do campo de Pescada; (ii) nº 48000.003913/97-47, do campo de Arabaiana e (iii) nº 48000.003907/97-44, do campo de Dentão à 3R e o cumprimento de outras condições precedentes junto à Petrobras, tais como a aprovação do CADE, da ANP e a obtenção junto ao IBAMA da licença ambiental.

A previsão atual é de que a conclusão do processo seja efetivada no segundo semestre de 2021, o qual pode sofrer alterações decorrentes do procedimento da Agência Nacional do Petróleo (ANP). A 3R se beneficiará por meio dessa aquisição com reservas e contingentes, contingentes estes apenas para conclusão da transação e extensão das concessões, provadas e prováveis (reservas 2P) certificadas em 14,70 milhões de barris de óleo equivalente, conforme certificação da consultoria *Gaffney Cline*, com produção atual aproximada de 194.424 m³/d de gás e 259 barris/d de óleo.

A contraprestação de um milhão e quinhentos mil dólares (US$ 1.500.000) foi acordada como mecanismo de compartilhamento de custos relacionado ao abandono de poços específicos e descomissionamento de plataformas e dutos. Conforme tal mecanismo, o vendedor se comprometerá com um valor total fixo de cem milhões de dólares (US$ 100.000.00) com detalhamento dos valores por ativo e uma tabela de orientação para eventos de abandono. O pagamento desse custo compartilhado será feito pelo vendedor ao comprador na medida que os ativos forem descomissionados.

A Companhia é a responsável por conduzir o procedimento de abandono e restaurar o ambiente operacional, de todas as concessões adquiridas, após a conclusão das atividades previstas para 2052. No entanto, os contratos de compra e venda e seus contratos correlatos com a Petrobras possuem mecanismos de compartilhamento de custos relacionado ao abandono de poços específicos e descomissionamento de plataformas e dutos. Conforme tal acordo, o pagamento desse custo compartilhado será feito pelo vendedor, Petrobras, ao comprador, Companhia, na medida que os ativos forem descomissionados.

10.8 - Plano de Negócios

(c) Novos produtos e serviços

(i) Descrição das pesquisas em andamento já divulgadas.

(ii) Montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimentos de novos produtos ou serviços.

(iii) Projetos em desenvolvimento já divulgados

(iv) Montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não possuímos plano de negócios relativos a novos produtos e serviços.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

10.9 - Outros fatores com influência relevante

Em complemento às informações apresentadas acima, sobre a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), de modo a prover análise completa do pro forma, também apresentamos os principais resultados da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R"), empresa a ser incorporada pela Companhia.

Aqui apresentamos o balanço patrimonial pro forma levantado em 30 de junho de 2020 da Companhia, e as demonstrações dos resultados pro forma para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2020 refletem as transações detalhadas a seguir.

Em agosto de 2019, o fundo de investimento 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"), cujo principal quotista é o fundo de investimento Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("SSSFII"), adquiriu o controle da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R"). Posteriormente, em fevereiro de 2020, a 3R emitiu ações adicionais subscritas pelo fundo de investimento Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"). O FIP Esmeralda celebrou um acordo de acionistas com o FIP 3R, conferindo ao FIP 3R poderes para deliberar sobre diversos assuntos, formando um novo bloco de controle direto.

A StarÔnix AG, subsidiária integral da SSSFII, adquiriu 100% da Companhia em fevereiro de 2020.

O FIP 3R, SSSFII e FIP Esmeralda são fundos administrados e controlados pela Starboard Asset Ltda. ("Starboard").

Em 3 de agosto de 2020, os cotistas do FIP 3R, SSSFII e FIP Esmeralda concordaram com os detalhes de uma reorganização societária da 3R e Companhia, concomitantemente à realização da Oferta Pública Inicial ("IPO") da Companhia.

As informações financeiras pro forma foram compiladas e apresentadas:

— como se a incorporação da 3R pela Companhia tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2020 com o objetivo de compilar a demonstração de resultados pro forma; e

— como se a incorporação da 3R pela Companhia tivesse ocorrido em 30 de junho de 2020 com o objetivo de compilar o balanço patrimonial pro forma.

As informações financeiras pro forma foram compiladas com base no seguinte:

—A Companhia e 3R ficarão sob controle comum imediatamente antes da incorporação, e a Companhia continuará sob o mesmo controle imediatamente após a incorporação;

—A Companhia é a adquirente na operação de controle comum e a entidade sobrevivente; e

—A política contábil da Companhia para transações de controle comum é usar a contabilização pelo valor contábil (base carry-over).

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

Abaixo apresentamos o balanço e demonstrações de resultado da Companhia pro forma. Os principais destaques foram apresentados nos demais itens do item 10, sobre a Companhia, e mais abaixo, os destaques da 3R. Não há ajustes entre as companhias por não haver transações entre as partes.

Vale enfatizar, que essas informações não contemplam os ativos em processo de aquisição, a saber 65% de Pescada-Arabaiana, 100% de Rio Ventura e 100% de Fazenda Belém. Ainda não estão contemplados os resultados históricos do Polo Macau, para maiores informações sobre o tema verificar itens 7.1 e 7.9.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS – PRO FORMA

Em R$ milhares	Ouro Petro Óleo e Gás S.A. (consolidado)	3R e Participações S.A. (consolidado)	Ajustes	Pro forma
Receita líquida	**17.252**	**20.076**	**-**	**37.328**
Custo dos produtos vendidos	(8.712)	(7.272)	-	(15.984)
Lucro bruto	**8.540**	**12.804**	**-**	**21.344**
Outras despesas operacionais				
Despesas gerais e administrativas	(10.049)	(19.560)		(29.609)
Despesas tributárias	(124)	(1.826)	-	(1.950)
Gastos exploratórios	(302)	-	-	(302)
Outras despesas e receitas operacionais	(37.349)	(168)	-	(37.517)
	(47.824)	**(21.554)**	**-**	**(69.378)**
Prejuízo antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos de renda	**(39.284)**	**(8.750)**	**-**	**(48.034)**
Resultado financeiro				
Receitas financeiras	3.258	38.281	-	41.539
Despesas financeiras	(32.948)	(46.755)	-	(79.703)
	(29.690)	**(8.474)**	**-**	**(38.164)**
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição previdenciária	**(68.974)**	**(17.224)**	**-**	**(86.198)**
Imposto de renda e contribuição previdenciária correntes	(1.447)	(1.584)	-	(3.031)
Imposto de renda e contribuição previdenciária diferidos	150	4.157	-	4.307
Prejuízo líquido do período atribuível aos proprietários da controladora	**(70.271)**	**(14.651)**	**-**	**(84.922)**

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

BALANÇO PATRIMONIAL – PRO FORMA

Em R$ milhares	Ouro Petro Óleo e Gás S.A. (consolidado)	3R e Participações S.A. (consolidado)	Ajustes	Pro forma
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	19.234	20.165	-	39.399
Aplicações financeiras	-	146.938		146.938
Contas a receber de clientes	4.331	26.254	-	30.585
Adiantamentos a fornecedores	-	691		691
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	684	4.941	-	5.625
Despesas antecipadas	1.527	364	-	1.891
Outros ativos	1	23	-	24
Total do ativo circulante	25.777	199.376	-	225.153
Caixa restrito	3.656	-	-	3.656
Impostos a recuperar	-	69	-	69
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	5.027	4.157	-	9.184
Depósitos judiciais	192	-	-	192
Depósitos em juízo	2.546	-	-	2.546
Outros ativos	7.705	-	-	7.705
Total do ativo realizável a longo prazo	19.126	4.226	-	23.352
Ativo imobilizado	355.876	136.152	-	492.028
Ativo intangível	796	858.069	-	858.865
Direito de uso	-	1.391	-	1.391
Total do ativo não circulante	375.798	999.839	-	1.375.636
Total do ativo	**401.575**	**1.199.214**	**-**	**1.600.789**

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

Em R$ milhares	Ouro Petro Óleo e Gás S.A. (consolidado)	3R e Participações S.A. (consolidado)	Ajustes	Pro forma
Passivo				
Fornecedores	209	1.360	-	1.569
Debêntures	-	24.734	-	24.734
Instrumentos financeiros	-	11.585		11.585
Obrigações trabalhistas	432	1.320	-	1.752
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a pagar	2.420	12.693	-	15.113
Valores a pagar ao operador	3.415	-	-	3.415
Provisão para pagamento de royalties	299	1.990	-	2.289
Arrendamento a pagar	-	415	-	415
Outras obrigações a pagar	8.513	2.744	-	11.257
Total do passivo circulante	**15.288**	**56.841**	**-**	**72.129**
Debêntures	-	676.493	-	676.493
Provisão para abandono	146.288	136.040	-	282.328
Provisão para processos judiciais e administrativos	3.014	-	-	3.014
Imposto de renda e contribuição previdenciária diferidos	14.690	-	-	14.690
Arrendamento a pagar	-	1.005	-	1.005
Outras obrigações	-	1	-	1
Total do passivo exigível a longo prazo	**163.992**	**813.539**	**-**	**977.531**
Patrimônio líquido				
Capital social	287.666	234.458	-	522.124
Reserva de pagamento baseado em ações	-	4.840	-	4.840
Ações em tesouraria	-118	-	-	-118
Reserva de capital	-	30.773	-	30.773
Diferenças acumuladas de conversão de moeda estrangeira	103.853	-	-	103.853
Prejuízo acumulado	-169.107	-32.424	-	(201.532)
	222.294	237.647	-	459.941
Acionistas não controladores		91.187		91.187
Total do patrimônio líquido	222.294	328.834	-	551.128
Total do passivo e patrimônio líquido	**401.575**	**1.199.214**	**-**	**1.600.789**

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

Abaixo demonstramos o balanço e demonstrações de resultado da 3R em complemento aos itens apresentados no restante deste item 10 do formulário pertinentes à Companhia, de modo a prover análise completa das informações apresentadas nas demonstrações financeiras pro forma.

A análise abaixo considera o período findo em 30 de junho que contempla um mês e dois dias de operação do Polo Macau pela SPE 3R, por isso não foram realizadas comparações períodos anteriores. Para maiores informações sobre o histórico financeiro do ativo Polo Macau, verificar itens 7.1 e 7.9 deste Formulário.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS – 3R

(em R$ milhares)	01/01/2020 a 30/06/2020
Receita líquida	**20.076**
Custo dos produtos vendidos	(7.272)
Lucro (prejuízo) bruto	12.804
Despesas gerais e administrativas	(19.560)
Despesas tributárias	(1.826)
Outras despesas e receitas operacionais	(168)
Participação no prejuízo de controlada	-
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas	**(8.750)**
Resultado financeiro	38.281
Despesas financeiras	(46.755)
Receitas (despesas) financeiras liquidas	(8.474)
Prejuízo antes do imposto e contribuição social	**(17.224)**
Imposto de renda e contribuição social correntes	(1.584)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	4.157
Prejuízo líquido do período	**(14.651)**

Receitas líquidas

A receita líquida no período de seis meses findo em 30 de junho de 2020 foi de 20.076 mil e se refere às vendas de óleo e gás dos 7 campos do Polo Macau para o período de 29 de maio a 30 de junho de 2020. Nesse período, o petróleo retornou a níveis de US$40 por barril e a produção se manteve estável, mesmo diante das condições adversas provocadas pela pandemia de Covid-19.

Custo dos produtos vendidos

O custo dos produtos vendidos no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi R$7.272 mil e é composto por (i) contrato de operação e manutenção dos campos, (ii) transporte de óleo via carretas, (iii) energia elétrica, (iv) licenças ambientais, dentre outros. Os custos estão atrelados às vendas de petróleo e gás dos 7 campos do Polo Macau, adquiridos em 2020.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foram de R$19.560 mil e são compostas por (i) gastos com folha, benefícios e encargos dos colaboradores da 3R , (ii) despesas de aluguel, (iii) despesas gerais e administrativas do negócio e (iv) demais despesas de escritório. O custo da folha é a principal despesa da companhia e foi incorrido ao dos últimos seis meses do ano, mesmo quando a 3R ainda não estava operando.

Despesas tributárias

Despesas tributárias no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$1.826 mil. Esses tributos são basicamente PIS, COFINS, ISS ICMS que incidem sobre receita financeira, operações de câmbio e serviços contratados.

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$-8.750 mil, devido a um mês de receita de venda de óleo e gás e seis meses de despesas administrativas.

Receitas financeiras

As receitas financeiras no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foram de R$38.281 mil justificado por rendimentos de aplicações financeiras de R$15,0 milhões a boa performance de fundos cambiais, (ii) lucros com operações de hedge cambial de R$10,5 milhões e (iii) R$9,3 milhões devido à desvalorização cambial da debênture no mês de junho, dentre outros.

Despesas financeiras

As despesas financeiras no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foram de R$ 46.755 mil justificadas por (i) Apreciação do real frente ao dólar, que resultou em uma despesa financeira com atualização monetária e juros incorridos das debêntures de R$32,2 milhões e (ii) perda com provisão de nossas posições de hedge de petróleo de R$11,6 milhões.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro líquido no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$-8.474 mil, composto por uma despesa de R$46.755 mil comparativamente a uma receita de R$38.281 mil no mesmo período.

Resultado antes dos impostos

Resultado antes dos impostos no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2020 foi de R$-17.224 mil, que é resultado de (i) um resultado financeiro de R$-8.474 mil somado a (ii) um prejuízo antes do resultado financeiro líquido de R$-8.750 mil, resultando em um prejuízo antes de impostos de R$-17.224 mil.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

BALANÇOS PATRIMONIAIS – 3R

(em R$ milhares)	30/06/2020
Ativo circulante	
Caixa e equivalente de caixa	20.165
Investimentos financeiros	146.938
Contas a receber de clientes	26.254
Adiantamentos a fornecedores	691
Impostos a recuperar	4.941
Despesas antecipadas	364
Outros ativos	23
Total do ativo circulante	**199.376**
Ativo não circulante	
Impostos a recuperar	69
Imposto de renda e contribuição previdenciária diferidos	4.157
Ativo imobilizado	136.152
Ativo intangível	858.069
Investimento	-
Arrendamento mercantil	1.391
Total do ativo não circulante	**999.838**
Total do ativo	**1.199.214**
Passivo	
Fornecedores a pagar	1.360
Debêntures	24.734
Derivativos	11.585
Encargos trabalhistas	1.320
Impostos a recolher	12.693
Provisão para pagamento de royalties	1.990
Arrendamento mercantil	415
Outras obrigações	2.744
Total do passivo circulante	56.841
Debêntures	676.493
Provisão para abandono	136.040
Passivo de arrendamento	1.005
Outras obrigações	1
Total do passivo não circulante	**813.539**
Patrimônio líquido	
Capital social	234.458
Reserva de capital	35.613
Lucros (prejuízos) acumulados	(32.424)
Patrimônio líquido atribuível aos proprietários da Companhia	238
Participação de acionistas não controladores	91
Total do patrimônio líquido	329
Total do passivo e patrimônio líquido	**1.199.214**

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

Ativo circulante

Em 30 de junho de 2020, o ativo circulante era de R$199.376 mil. O ativo circulante é composto majoritariamente, R$193,4 milhões, por caixa e equivalentes, investimentos financeiros e contas a receber. A posição de caixa é oriunda do aporte de capital realizado pelo FIP Esmeralda de R$143 milhões em fevereiro e rendimentos. A linha de contas a receber representa R$26 milhões e é referente a primeira fatura da venda do óleo e gás de junho do Polo Macau.

Ativo não circulante

Em 30 de junho de 2020, o ativo não circulante era de R$999,8 milhões, dos quais R$858 milhões é o ativo intangível referente a aquisição do Polo Macau. A parcela remanescente é composta pelo ativo imobilizado referente ao abandono do Polo Macau, que é estimada conforme premissas de custos de abandono, taxa de desconto, prazo da concessão, dentre outros.

Passivo circulante

Em 30 de junho de 2020, o passivo circulante era de R$56.841 mil. Esse passivo é composto por (i) debentures de curto prazo, (ii) provisão de perdas de derivativos e (iii) impostos a recolher.

Passivo não circulante

Em 30 de junho de 2020, o passivo não circulante era de R$813.539 mil. O passivo é composto por debentures de longo prazo, que representam R$676 milhões e provisão de abandono, que representam R$136 milhões. As debêntures foram levantadas com o BTG Pactual para financiar a aquisição do Polo Macau.

Patrimônio líquido

Em 30 de junho de 2020, o patrimônio líquido era de R$237,6 milhões, composto por (i) capital social de R$234,5 milhões e reservas de capital de R$35,6 milhões decorrentes dos aportes de capital do FIP Esmeralda e FIP 3R com ágio para financiar a aquisição do Polo Macau e capital de giro da companhia. A operação resultou em ágio e por isso foi constituída a reserva de capital. Há ainda R$32 milhões de prejuízos acumulados em decorrência das despesas administrativas enquanto a companhia não era operacional, desde agosto de 2019, e a receita de apenas 1 mês de operação.

Efeitos do COVID-19 nas atividades da Companhia

Em março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou a COVID-19 como uma pandemia. As medidas de proteção, entre elas, o isolamento social, o fechamento das fronteiras e controles quanto à locomoção, decorrentes dessa pandemia afetaram o ambiente econômico global, reduzindo a demanda por petróleo e seus derivados e provocando uma contração no setor de petróleo e gás. A contração na demanda resultou em um aumento de estoque para diversas produtoras de petróleo, que atingiram níveis históricos no primeiro e segundo trimestre de 2020. Adicionalmente, o primeiro semestre ficou marcado por conflitos geopolíticos entre grandes produtores mundiais, que resultaram em um choque de oferta e contribuíram para a redução no preço do petróleo.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

A administração da companhia entende que (i) o aumento nos estoques, (ii) a contração na demanda e (iii) os conflitos geopolíticos entre grandes produtores mundiais causaram variações relevantes na cotação do brent ao longo do primeiro semestre de 2020. Nossas operações sofreram e continuam sendo impactadas pela pandemia do COVID-19. Dividimos abaixo o impacto do COVID em (i) operação e produção dos nossos campos, (ii) variações do brent e (iii) segurança de nossos colaboradores

Os ativos da 3R e Companhia não sofreram queda de produção em função da contração da demanda mundial. A produção do Polo de Macau não teve alterações significativas entre janeiro e junho de 2020, enquanto o campo de Pescada & Arabaiana sofreu um aumento de 9% entre janeiro e junho de 2020.

Apesar de a produção da companhia não ter sido impactada, a queda da cotação do brent impactou sua receita através de menores preços de venda de nossa produção. A commodity sofreu uma variação de 65% no primeiro trimestre de 2020, atingindo uma cotação de US$22,7 por barril em 31 de março de 2020. Ao longo do segundo trimestre, houve uma melhora nas perspectivas globais com relação a pandemia e o brent atingiu uma cotação de US$41,1 por barril em 30 de junho de 2020, representando um aumento de 80% no segundo trimestre de 2020.

Com relação à segurança de seus funcionários, a companhia avalia constantemente as melhores práticas para assegurar sua segurança, estando sempre alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde. A companhia anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas operacionais e administrativas, que incluíram:

- Alteração de trabalho presencial para a modalidade de *home-office*
- Quarentena, monitoramento da saúde e testagem
- Checagem geral realizada por profissional de saúde nas unidades de produção
- Uso de máscaras e álcool gel nas unidades de produção
- Campanhas de conscientização através dos meios de comunicação utilizados nas unidades de produção
- Medidas para evitar aglomeração nas unidades de produção
- As medidas adotadas pela Companhia evitaram impactos de queda de produção e não ocasionaram aumentos significativos de custo.

A administração da companhia avalia o momento atual com muita cautela, porém entende que (i) o baixo custo de extração, (ii) a robusta posição de liquidez, (iii) as receitas provenientes do gás e (iv) a gestão eficiente da diretoria da companhia são fatores que mitigam parcialmente os impactos da pandemia.

No entendimento da nossa administração, as medidas adotadas, que estão em constante reavaliação, buscam manter a qualidade operacional e a segurança e bem-estar dos nossos colaboradores, fornecedores e clientes e da sociedade como um todo, estando alinhados com as medidas determinadas pelas autoridades públicas. A companhia irá continuar atuando de maneira a preservar a saúde de todos, sempre vigilantes e prontos a fazer correções de rumo conforme a evolução da situação.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

Restrição à Distribuição de Dividendos pela SPE 3R

A SPE 3R Petroleum S.A. ("SPE 3R"), empresa controlada pela 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R"), celebrou em 27 de abril de 2020 a Escritura Particular da 2ª (Segunda) Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em Série Única e indexada ao dólar, para Distribuição Pública, com Esforços Restritos, da SPE 3R Petroleum S.A. ("Escritura de Emissão").

Nos termos da Escritura de Emissão, a SPE 3R não pode distribuir e/ou pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou quaisquer outras distribuições de lucros aos seus acionistas, incluindo dividendos mínimos obrigatórios previstos no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, com exceção da distribuição de dividendos no montante máximo em reais equivalente a U$80 mil por mês, de forma que os acionistas da SPE 3R, incluindo a 3R, receberão dividendos da SPE 3R limitados à quantia máxima de U$80 mil por mês durante a validade da Escritura de Emissão. A Escritura de Emissão terá vencimento em 27 de abril de 2025. Cabe observar que em 30 de junho de 2020, a 3R estava em conformidade com todas as cláusulas restritivas de suas debêntures e instrumentos financeiros.

Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Seguem abaixo as principais características dos contratos de empréstimo e financiamento relevantes da 3R, em vigor em 30 de junho de 2020:

1) Instrumento Particular de Escritura de Primeira Emissão Privada de Debêntures Simples, da Espécie Quirografária, em Série Única da 3R Petroleum e Participações S.A. (Fundo de Investimento em Direitos Creditórios XPCE IV) assinado em 29 de julho de 2019, aditado em 08 de julho de 2020, no valor de R$27.160.000,00. O vencimento ocorrerá em 36 meses contados da data de emissão (05 de agosto de 2019). A remuneração é de 100% do CDI, acrescido de 4,0% a.a. Esse contrato é da reorganização societária descrita no item 15.8 e será extinto mediante conclusão dessa reorganização.

2) Instrumento Particular de Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em Série Única, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, da SPE 3R Petroleum S.A. (Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.) assinado em 27 de abril de 2020, no valor de R$708.071.000,00. O vencimento ocorrerá em 27 de abril de 2025. A remuneração é baseada em juros remuneratórios pré-fixados correspondentes a 15,00% a.a.

3) Nota de Negociação de Operação de Termo de Mercadoria nº 112020040037800 (Itaú Unibanco S.A.) assinado pela SPE 3R Petroleum S.A. em 25 de junho de 2020 sob a quantidade de 15.000,00 barris a USD 41,21 cada, e com vencimento em 01 de fevereiro de 2021.

4) Nota de Negociação de Operação de Termo de Mercadoria nº 112020060107900 (Itaú Unibanco S.A.) assinado pela SPE 3R Petroleum S.A. em 25 de junho de 2020 sob a quantidade de 15.000,00 barris a USD 41,40 cada, e com vencimento em 01 de março de 2021.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

5) Nota de Negociação de Operação de Termo de Mercadoria nº 112020070010700 (Itaú Unibanco S.A.) assinado pela SPE 3R Petroleum S.A. em 02 de julho de 2020 sob a quantidade de 15.000,00 barris a USD 42,09 cada, e com vencimento em 04 de janeiro. de 2021.

6) Nota de Negociação de Operação de Termo de Mercadoria nº 112020070010900 (Itaú Unibanco S.A.) assinado pela SPE 3R Petroleum S.A. em 02 de julho de 2020 sob a quantidade de 15.000,00 barris a USD 42,28 cada, e com vencimento em 01 de fevereiro. de 2021.

7) Nota de Negociação de Operação de Termo de Mercadoria nº 112020070011000 (Itaú Unibanco S.A.) assinado pela SPE 3R Petroleum S.A. em 02 de julho de 2020 sob a quantidade de 15.000,00 barris a USD 42,44 cada, e com vencimento em 01 de março. de 2021.

Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém relações estreitas com as principais instituições financeiras nacionais e internacionais do mercado brasileiro e não tem outras transações relevantes de longo prazo com instituições financeiras além daquelas acima citadas.

Grau de subordinação entre as dívidas

Nenhuma das dívidas da Companhia existentes em 30 de junho de 2020 possui cláusula específica de subordinação, de forma que não há relação de preferência entre elas. Em eventual concurso universal de credores, a subordinação entre as obrigações registradas no passivo exigível acontecerá de acordo com a lei 11.101 de 2005: (i) obrigações sociais e trabalhistas; (ii) impostos a recolher; (iii) arrendamento mercantil (garantia real); (iv) empréstimos e financiamentos; (v) créditos quirografários; (vi) créditos subordinados; e (vii) dividendos e juros sobre capital próprio.

Eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e a alienação de controle societário

As duas emissões de debêntures possuem cláusulas de vencimento antecipado conforme descritas no item 18.12.

Informações do item 10.8

Abaixo são apresentadas informações adicionais ao item 10.8 que não fazem parte do escopo de análise da CVM, nos termos do Anexo 3 da Instrução CVM nº 480/2009.

O plano de negócios da 3R prevê investimentos de manutenção e otimização do portfólio atual de ativos e de aquisição e desenvolvimento de novos ativos de produção de petróleo em campos de maduros.

Como já mencionado neste Formulário, a estratégia da 3R contempla majoritariamente o investimento na revitalização dos campos maduros, incluindo melhorias nos processos de perfuração e nas instalações e equipamentos, processos de *workover* e novas perfurações em zonas conhecidas, com intuito de acessar e desenvolver as reservas provadas e prováveis apresentadas nas Certificações de Reservas.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

A tabela abaixo apresenta, de forma resumida, a expectativa de investimento para o desenvolvimento das reservas e melhoria das instalações existentes nos próximos anos, em certos ativos que a Companhia já detém participação e aqueles que ela tem expectativa de deter participação: Macau, Fazenda Belém e Rio Ventura.

		Macau	Fazenda Bélem	Rio Ventura
Invest. Workovers	US$ '000	12,546	6,165	18,673
Invest. Perfurações	US$ '000	131,652	39,870	40,640
Invest. em instalações	US$ '000	25,303		

Adicionalmente, a 3R pretende, dentre outros requisitos, utilizar os recursos para potenciais aquisições de ativos da Petrobras, bem como para capitalizar a SPE 3R, proprietária do ativo Macau.

Fontes de financiamento dos investimentos

A fonte de financiamento para os investimentos apresentados na tabela acima será, principalmente, a própria geração de caixa dos ativos e, no caso de haver necessidade de capital adicional para financiar nossas necessidades de liquidez de curto prazo, a 3R acredita ser capaz de obter empréstimos e financiamentos no mercado de capitais brasileiro e/ou com instituições financeiras de primeira linha, como por exemplo a contratação de dívidas estruturadas com bancos de desenvolvimento regional, como o Banco do Nordeste. Ainda, os investimentos descritos no item (i) acima também poderão ser financiado pelos recursos oriundos da conclusão da nossa oferta pública inicial de ações.

Adicionalmente, a 3R poderá recorrer a fontes de recursos de terceiros disponíveis, de acordo com a oferta de crédito e das condições de mercado, para aquisições estruturadas e para implementação dos planos de investimentos a serem desenvolvidos.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Na data deste Formulário de Referência, a 3R não possui desinvestimentos relevantes em andamento ou previsto.

Desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

A 3R é a responsável por conduzir o procedimento de abandono e restaurar o ambiente operacional, de todas as concessões adquiridas, após a conclusão das atividades previstas para 2052. No entanto, os contratos de compra e venda e seus contratos correlatos com a Petrobras possuem mecanismos de compartilhamento de custos relacionado ao abandono de poços específicos e descomissionamento de plataformas e dutos. Conforme tal acordo, o pagamento desse custo compartilhado será feito pelo vendedor, Petrobras, ao comprador, Companhia, na medida que os ativos forem descomissionados.

A 3R, através de suas subsidiárias, assinou em 14 de agosto de 2020 o contrato de compra e venda com a Petrobras SA para aquisição de 100% do ativo Fazenda Belém por 35 milhões de dólares. O ativo, localizado no Ceará, contempla duas concessões, Icapuí e Fazenda Belém, que produziram em média cerca de 808 barris por dia no primeiro semestre de 2020. A transação será efetivada após cumprimento das condições precedentes, primordialmente a aprovação da ANP quanto à cessão das concessões à 3R.

A previsão atual é de que a conclusão do processo de transferência de cessão seja efetivada no segundo semestre de 2021, podendo sofrer alterações decorrentes do procedimento de aprovação da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Como resultado da aquisição, a 3R se beneficiará de reservas contingentes, apenas à conclusão da transação e extensão das concessões (reservas 2C), certificadas em 12,8 milhões de barris de óleo.

Em 21 de agosto de 2020 a Companhia assinou contrato de compra e venda de ativos com a Petrobras SA para adquirir 100% do ativo Rio Ventura por 94 milhões de dólares. O ativo, localizado na Bahia, contempla as concessões de Água Grande, Bonsucesso, Tapiranga, Tapiranga Norte, Pedrinhas, Rio Pojuca e Fazenda Alto das Pedras, que atualmente produz 1062 barris por dia de óleo e 33mil m^3 por dia de gás.

A transação será efetivada após cumprimento das condições precedentes, primordialmente a aprovação da ANP quanto à cessão das concessões à 3R. A previsão atual é de que a conclusão do processo de transferência de cessão seja efetivada no segundo semestre de 2021, o qual pode sofrer alterações decorrentes do procedimento da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Como resultado da aquisição, a 3R se beneficiará de reservas e contingentes, contingentes estes apenas à conclusão da transação e extensão das concessões, provados e prováveis, certificadas em 25 milhões de barris de óleo equivalente, conforme nossas Certificações de Reserva.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

No contexto do processo de desinvestimento de ativos maduros da Petrobras, a Companhia informa que está participando dos processos de venda de certos ativos em terra e água rasas, estando estes em (i) fase de divulgação de teaser, nos quais a Companhia manifestou seu interesse em participar das fases subsequentes, (ii) fase não vinculante, em que a Companhia submeteu propostas não vinculantes e (iii) fase avançada de negociação de contratos, em que determinadas condições precedentes devem ser atingidas para que haja a assinatura de tais transações. Cabe ressaltar que A Companhia se encontra na fase (iii) de negociação dos seguintes processos:

- ativos de produção em terra, localizados na Bahia, em que a produção média, em 2018, foi cerca de 2,8 mil barris por dia de óleo e 588 mil m³ por dia de gás, conforme comunicado divulgado pela Petrobras em 03/06/2019; e
- ativos de produção em mar, localizados no Espírito Santo, incluindo as instalações de produção e de escoamento que conectam as instalações marítimas ao terminal de tratamento de gás em terra, em que a produção aferida em julho de 2019 foi cerca de 900 mil m³ por dia de gás, conforme comunicados divulgados pela Petrobras em 05/07/2019.

11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

(a) Objeto da projeção

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ele ou às suas atividades e às de suas controladas.

(b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ele ou às suas atividades e às de suas controladas.

(c) Premissas da projeção

Nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ele ou às suas atividades e às de suas controladas.

(d) Objeto e valores da projeção

Nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ele ou às suas atividades e às de suas controladas.

11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

(a) Informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções ou estimativas.

(b) Quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções ou estimativas.

(c) Quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções ou estimativas.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") é administrada por um Conselho de Administração e uma Diretoria estatutária.

A Diretoria é composta por, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 7 (sete) membros, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração ("Diretores"), sendo designados um Diretor Presidente, um Diretor de Relações com Investidores, um Diretor Financeiro, sendo os demais diretores sem designação específica, sendo permitida a acumulação de mais de uma função, desde que observado o número mínimo de diretores previsto na Lei de Sociedades por Ações. Todos os Diretores terão mandado unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos.

O Conselho de Administração é composto de, no mínimo, 5 (cinco) membros e, no máximo, 11 (onze) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral ("Conselheiros"), com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Dos membros do Conselhos de Administração, no mínimo, 2 (dois) conselheiros ou 20% (vinte por cento), o que for maior, são conselheiros independentes, devendo a caracterização dos indicados ao Conselho de Administração como conselheiros independentes ser deliberada na Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerados como independentes os conselheiros eleitos mediante faculdade prevista pelo artigo 141, parágrafos 4º e 5º, da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador.

Em que pese não ter a Companhia comitês estatutários, dispõe de um comitê de auditoria, com autonomia operacional, cuja função é auxiliar o Conselho de Administração nas deliberações relacionadas ao cumprimento das normas, às boas práticas de governança corporativa e à confiabilidade das demonstrações financeiras, bem como à avaliação e monitoramento das exposições de risco da Companhia para desenvolvimento de ações que promovam redução de riscos e ameaças e ao recebimento e monitoramento das denúncias pertinentes, feitas através de canal de denúncias da Companhia.

A Companhia poderá ter um Conselho Fiscal, de caráter não permanente, que exercerá as atribuições impostas por lei e que somente será instalado nos exercícios sociais em que assim solicitarem os acionistas, conforme previsto na legislação aplicável.

(a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que se reportam ao conselho de administração, indicando:

Conselho de Administração

O Conselho de Administração tem a função primordial de orientação geral dos negócios da Companhia, assim como de controlar e fiscalizar o seu desempenho, cumprindo-lhe, especialmente além de outras atribuições que lhe sejam conferidas por lei ou pelo Estatuto Social. O Estatuto Social estabelece as seguintes atribuições ao Conselho de Administração:

(a) fixar a orientação geral dos negócios, inclusive aprovando plano de negócios, política de investimentos, avaliação da governança e da remuneração da Companhia e das sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle;

(b) eleger e destituir os diretores da Companhia;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(c) indicar para a Diretoria os administradores a serem eleitos nas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, bem como deliberar sobre a sua destituição;

(d) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia e de suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros atos, seja de controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle;

(e) estabelecer a remuneração individual dos administradores da Companhia, suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, observado o disposto no artigo 11 do Estatuto Social;

(f) deliberar sobre qualquer aumento do capital social da Companhia ou emissão de ações ou de títulos conversíveis ou permutáveis por ações, dentro do capital autorizado, conforme artigo 6º do Estatuto Social;

(g) deliberar sobre a emissão, pela Companhia ou por suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, de debêntures simples, não conversíveis em ações, *commercial papers*, notas promissórias, *bonds, notes* e de quaisquer outros títulos de uso comum no mercado, para distribuição pública ou privada;

(h) convocar a Assembleia Geral da Companhia quando julgar conveniente ou nas hipóteses exigidas pela Lei das Sociedades por Ações;

(i) manifestar-se sobre o relatório da administração, as contas da diretoria da Companhia e as demonstrações financeiras da Companhia, bem como deliberar sobre sua submissão à Assembleia Geral;

(j) apreciar os resultados trimestrais das operações da Companhia;

(k) submeter à Assembleia Geral Ordinária proposta de destinação do lucro líquido do exercício;

(l) aprovar, *ad referendum* da Assembleia Geral, o pagamento de dividendos intermediários ou intercalares, conforme artigo 29, parágrafo terceiro, do Estatuto Social;

(m) escolher e destituir os auditores independentes da Companhia, bem como determinar à Diretoria a escolha dos auditores das sociedades controladas, coligadas e investidas, que detenha o controle, observando-se, nessa escolha, o disposto na regulamentação aplicável. A empresa de auditoria externa da Companhia reportar-se-á ao Conselho de Administração;

(n) autorizar previamente a celebração de acordos de sócios ou acionistas envolvendo a Companhia, as sociedades controladas, coligadas e investidas, que detenha o controle;

(o) convocar a qualquer tempo os Diretores da Companhia, das sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, individualmente ou em conjunto, para prestar esclarecimentos e informações, apresentar documentos ou relatórios;

(p) aprovar a lista de beneficiários e a celebração dos contratos individuais para a outorga de opções para aquisição de ações da Companhia (*stock option*) ou a entrega de ações da Companhia a qualquer administrador, colaborador ou empregado da Companhia ou de suas sociedades

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

controladas, conforme os termos e condições previstos nos respectivos planos e programas, podendo delegar a administração de tais planos e programas a um de seus comitês de assessoramento;

(q) aprovar operação ou conjunto de operações celebrados com partes relacionadas da Companhia cujo valor seja superior, em um mesmo exercício social, a R$10.000.000,00 (dez milhões de reais);

(r) aprovar, pela Companhia, a venda ou compromissos de alienação ou qualquer forma de disposição de bens móveis, imóveis, inclusive ações/quotas das sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, bem como a cessão dos referidos bens ou promessa de cessão de direitos a eles relativos, quando os seus valores superem, em um mesmo exercício social, R$15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições;

(s) autorizar atos que importem a outorga de garantia de qualquer espécie em favor de terceiros em nome da Companhia em valor superior, em um mesmo exercício social, a R$15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições, salvo no caso de apresentação de garantia corporativa em favor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis para fins de descomissionamento, a qual será aprovada pela Diretoria;

(t) autorizar operações financeiras que representem assunção de dívida de qualquer natureza em nome da Companhia em valor superior, em um mesmo exercício social, a R$15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições;

(u) aprovar a aquisição ou a assunção de obrigações em nome da Companhia, em valor superior, em um mesmo exercício social, a R$15.000.000,00 (quinze milhões de reais), por ato, podendo estipular prazos e demais condições;

(v) manifestar-se, favorável ou contrariamente, a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias contados da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo: (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse da Companhia e do conjunto dos acionistas, inclusive em relação ao preço e aos potenciais impactos para a liquidez das ações; (ii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iii) as alternativas à aceitação da oferta pública de aquisição de ações disponíveis no mercado; (iv) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis;

(w) aprovação de oferta pública a ser lançada pela própria Companhia para saída do Novo Mercado ou de qualquer outro mercado no qual as ações da Companhia forem negociadas;

(x) aprovar as políticas, regimentos e códigos obrigatórios da Companhia ou de suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, nos termos das normas editadas pela CVM, do Regulamento do Novo Mercado e da legislação aplicável à Companhia;

(y) aprovar o orçamento do comitê de auditoria da Companhia, da área de auditoria interna e de eventuais outros comitês que sejam constituídos pela Companhia ou por suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle, nos termos do parágrafo segundo abaixo;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(z) aprovar as atribuições da área de auditoria interna;

(aa) aprovar a constituição de subsidiárias ou aquisição de participação societária pela Companhia ou por suas sociedades controladas, coligadas ou investidas, em que detenha o controle;

(bb) determinar o voto a ser proferido pela Companhia nas assembleias gerais, reuniões de conselho de administração (se houver) ou reuniões de sócios das sociedades das quais a Companhia seja acionista ou sócia, bem como instruir o voto a ser proferido pelos administradores de tais sociedades que tenham sido eleitos pela Companhia;

(cc) autorizar a participação da Companhia em leilões, licitações e/ou procedimentos administrativos de contratação promovidos por empresas públicas, sociedades de economia mista, sociedades estatais, ou por quaisquer outros órgãos governamentais, desde que os referidos procedimentos sejam realizados de forma vinculativa; e

(dd) resolver os casos omissos no Estatuto Social e exercer outras atribuições que a lei, ou o Estatuto Social, não confira a outro órgão da Companhia.

Ao Conselho de Administração compete ainda criar comitês ou grupos de trabalho com objetivos e funções definidos, sendo integrados por pessoas por ele designadas dentre os membros da administração e/ou outras pessoas ligadas, direta ou indiretamente, à Companhia, sendo de sua competência a aprovação dos respectivos regimentos internos, incluindo regras sobre composição, prazo, remuneração e funcionamento.

De acordo com o regimento interno do Conselho de Administração, compete-lhe ainda:

(a) estabelecer os objetivos, a política e a orientação geral dos negócios sociais da Companhia;

(b) manifestar-se previamente sobre o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as Demonstrações Financeiras da Companhia e examinar os balancetes mensais;

(c) deliberar, dentro dos limites do capital autorizado, sobre a emissão de debêntures conversíveis em ações, especificando o limite do aumento de capital decorrente da conversão das debêntures, em valor do capital social ou em número de ações, bem como (i) a oportunidade da emissão; (ii) a época e as condições de vencimento, amortização e resgate; (iii) a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso, se houver; e (iv) o modo de subscrição ou colocação, e o tipo das debêntures;

(d) aprovar aumentos de capital dentro do limite do capital autorizado previsto no Estatuto Social;

(e) elaborar e divulgar parecer fundamentado, favorável ou contrário à aceitação de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, no qual se manifestará, ao menos: (i) sobre a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse da Companhia e do conjunto dos acionistas, inclusive em relação ao preço e aos potenciais impactos para a liquidez das ações; (ii) quanto aos planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; e (iii) a respeito de alternativas à aceitação da oferta pública de aquisição de ações disponíveis no mercado; e

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(f) nomear os auditores independentes da Companhia.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria é órgão executivo de assessoramento, vinculado ao Conselho de Administração da Companhia, com autonomia operacional, ao qual compete:

(a) supervisionar o cumprimento das normas, as boas práticas de governança corporativa e a confiabilidade das demonstrações financeiras;
(b) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia para desenvolvimento de ações que promovam redução de riscos e ameaças;
(c) acompanhar as atividades da auditoria interna e da área responsável pelos controles internos da companhia; e
(d) receber as denúncias pertinentes, feitas através do canal de denúncias da Companhia, e monitorar a correta execução das investigações e providencias necessárias.

O Comitê de Auditoria será composto por, no mínimo, 3 (três) membros, sendo que:

(a) o Conselho de Administração elegerá, dentre os membros do Comitê de Auditoria, um Coordenador, a quem caberá a representação, organização e coordenação de suas atividades ("Coordenador do Comitê de Auditoria");
(b) ao menos 1 (um) deles deve ser conselheiro independente da Companhia, conforme definição constante no regulamento interno do comitê;
(c) ao menos 1 (um) deles deve ter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária, nos termos da regulamentação editada pela CVM que dispõe sobre o registro e o exercício da atividade de auditoria independente no âmbito do mercado de valores mobiliários e define os deveres e as responsabilidades dos administradores das entidades auditadas no relacionamento com os auditores independentes;
(d) o mesmo membro do comitê de auditoria poderá acumular as duas características previstas nas alíneas (a) e (b) acima; e
(e) Diretores da Companhia ou de seus acionistas controladores não poderão fazer parte do comitê.

O comitê terá como obrigações de sua competência divulgar, anualmente, relatório resumido contemplando as reuniões realizadas e os principais assuntos discutidos, e destacando as recomendações feitas ao Conselho de Administração da Companhia.

O comitê se reunirá, no mínimo, trimestral, ou, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Coordenador do Comitê de Auditoria ou por solicitação escrita de qualquer membro do Comitê de Auditoria; e deverá realizar, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia funcionará em caráter não permanente e, quando instalado, será composto por 3 (três) membros efetivos e terá igual número de suplentes, todos residentes no país, acionistas ou não, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembleia Geral para mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição ("Conselheiros Fiscais"). O Conselho Fiscal da Companhia será composto, instalado e remunerado em conformidade com a legislação em vigor. O Conselho Fiscal não possui regimento interno e, uma vez instalado, terá a competência disposta na legislação aplicável.

i. se possuem regimento interno próprio, informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue esses regimentos, locais na rede mundial de computadores onde esses documentos podem ser consultados

O Conselho de Administração e o Comitê de Auditoria possuem regimentos internos próprios, devidamente aprovados em Reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de agosto de 2020, os quais têm sua eficácia condicionada à concessão pela CVM do registro da oferta.

Os regimentos citados acima poderão ser consultados no site da Companhia: www.ri.3rpetroleum.com.br, a partir da concessão pela CVM do registro da oferta.

A Diretoria e o Conselho Fiscal não possuem regimento interno, sendo este último um órgão de caráter não permanente.

ii. se o emissor possui comitê de auditoria estatutário, informando, caso positivo, suas principais atribuições, forma de funcionamento e se o mesmo atende aos requisitos da regulamentação emitida pela CVM a respeito do assunto

A Companhia possui um Comitê de Auditoria não estatutário, instituído em reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de agosto de 2020, que é órgão de assessoramento vinculado ao Conselho de Administração, com autonomia operacional e orçamento próprio aprovado pelo Conselho de Administração.

O Comitê de Auditoria é composto por, no mínimo, 3 (três) membros, eleitos pela maioria simples do Conselho de Administração, sendo que ao menos 1 (um) membro será conselheiro independente e que ao menos 1 (um) membro tenha reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária, sendo que o mesmo membro do Comitê de Auditoria pode acumular ambas as características, e é vedada a participação, como membros do Comitê de Auditoria, de diretores da Companhia, de diretores de suas controladas, de seu acionista controlador, de coligadas ou sociedades sob controle comum.

Nos termos do regimento interno do Comitê de Auditoria, compete-lhe o seguinte:

(a) opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente ou para qualquer outro serviço;

(b) avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(c) acompanhar as atividades da auditoria interna e da área de controles internos, de riscos e de *compliance* da Companhia;

(d) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia, promovendo seu gerenciamento, de acordo com a "Política de Gerenciamento de Riscos da Companhia";

(e) avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a política de transações entre partes relacionadas; e

(f) receber denúncias internas e externas à Companhia, conforme o disposto no seu regimento interno.

iii. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente, e informando o órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Embora a Companhia não possua uma política formalizada de contratação de serviços extra auditoria com o auditor independente, é responsabilidade do Conselho de Administração escolher, avaliar e destituir esses auditores. O Conselho de Administração deve assegurar que as demonstrações financeiras sejam auditadas por auditor independente com qualificação e experiência apropriada, instrumento fundamental para a confiabilidade desses dados.

Para fins de avaliação do trabalho da auditoria independente, compete ao Comitê de Auditoria, nos termos de seu regimento interno, supervisionar a qualidade e integridade dos relatórios financeiros, a aderência às normas legais, estatutárias e regulatórias, a adequação dos processos relativos à gestão de riscos e as atividades dos auditores independentes, bem como opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente.

(b) em relação aos membros da diretoria estatutária, suas atribuições e poderes individuais, indicando se a diretoria possui regimento interno próprio, e informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Diretoria, eleita pelo Conselho de Administração, será constituída de, no mínimo, 3 (três) membros, e, no máximo 7 (sete) membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor de Relações com Investidores, um Diretor Financeiro e os demais sem designação específica. Todos os Diretores serão residentes no país e terão mandato fixado em 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Compete à Diretoria a representação da Companhia, observados os limites estabelecidos no Estatuto Social. Adicionalmente, compete aos Diretores, isoladamente e em colegiado, assegurar a gestão permanente dos negócios sociais e dar execução às deliberações do Conselho de Administração. O Estatuto Social estabelece, ainda, certas matérias de competência da Diretoria, atuando de forma colegiada:

(a) coordenar o andamento das atividades normais da Companhia, incluindo o cumprimento das deliberações tomadas em Assembleias Gerais, em reuniões do Conselho de Administração e nas suas próprias reuniões;

(b) representar a Companhia em juízo ou fora dele, ativa e passivamente, podendo receber citações;

(c) executar os planos de negócios da Companhia aprovados pelo Conselho de Administração;

(d) assinar contratos e documentos que constituam obrigações, ativas e passivas para a Companhia, observados os requisitos do Estatuto Social;

(e) submeter, anualmente, à apreciação do Conselho de Administração o relatório da Administração, as demonstrações financeiras e as contas da Diretoria;

(f) aprovar o plano de cargos e salários e o quadro de pessoal da Companhia;

(g) aprovar operação ou conjunto de operações celebrados com partes relacionadas da Companhia cujo valor seja inferior, em um mesmo exercício social, a R$10.000.000,00 (dez milhões de reais), dentro do curso normal dos negócios da Companhia;

(h) abrir e encerrar filiais, agências ou sucursais, no Brasil ou no exterior, e fixar ou alterar os endereços dessas e da sede da Companhia; e

autorizar a participação da Companhia em leilões, licitações e/ou procedimentos administrativos de contratação promovidos por empresas públicas, sociedades de econômica mista, sociedades estatais, ou por quaisquer outros órgãos governamentais não vinculativos.

A Diretoria não possui regimento interno próprio.

Compete ao Diretor Presidente, além das demais atribuições previstas no Estatuto Social:

(a) coordenar a direção geral dos negócios da Companhia, fixar as diretrizes gerais, assim como supervisionar as operações da Companhia;

(b) zelar pelo cumprimento de todos os membros da Diretoria das diretrizes estabelecidas pela Assembleia Geral e Conselho de Administração;

(c) convocar e presidir as reuniões da Diretoria;

(d) coordenar as atividades dos demais Diretores, observadas as atribuições específicas previstas no Estatuto Social; e

(e) definir a repartição das competências aos demais Diretores em relação às áreas não especificamente mencionadas no Estatuto Social "ad referendum" do Conselho de Administração.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Compete ao Diretor de Relações com Investidores:

(a) coordenar, administrar, dirigir e supervisionar o trabalho de relações com investidores, bem como representar a Companhia perante acionistas, investidores, analistas de mercado, a CVM, a B3, o Banco Central do Brasil e os demais órgãos de controle e demais instituições relacionadas às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, no Brasil e no exterior;

(b) prestar informações ao público investidor, à CVM e B3, às demais Bolsas de Valores em que a Companhia tenha seus valores mobiliários negociados, a agências de rating quando aplicável e aos demais órgãos relacionados às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, conforme legislação aplicável, no Brasil e no exterior; e

(c) manter atualizados os registros da Companhia perante a CVM e a B3.

Compete ao Diretor Financeiro, dentre outras atribuições que lhe venham a ser estabelecidas pelo Conselho de Administração:

(a) planejar, coordenar, organizar, dirigir e supervisionar as atividades relativas às áreas financeira, contábil, fiscal e de planejamento e controle da Companhia;

(b) coordenar o controle e movimentação financeira da Companhia, zelando pela saúde econômica e financeira;

(c) gerenciar o orçamento, controlar despesas, implantar controles e reportar o desempenho financeiro da Companhia;

(d) fazer elaborar as demonstrações financeiras;

(e) movimentar qualquer conta bancária de titularidade da Companhia, o que inclui, sem limitação, poderes para (i) fazer transferências eletrônicas de fundos, (ii) assinar cheques, (iii) fazer pagamentos, (iv) fazer retiradas mediante recibos, (v) fazer investimentos, (vi) celebrar contratos de câmbio, (vii) obter acesso para e fazer uso de sistema de internet banking ou qualquer sistema similar, (viii) requerer e receber extratos, cartões, talões de cheque, senhas e informações similares, (ix) assinar documentos, formulários, requerimentos e instruções de transferência de recursos, e (x) fornecer e obter quaisquer informações.

Os diretores sem designação específica não possuem atribuições específicas. Estes terão funções que lhe serão atribuídas pelo Conselho de Administração, por ocasião de sua eleição, ressalvada a competência de o Diretor Presidente fixar-lhe outras atribuições não conflitantes.

Em caso de ausência ou impedimento temporário do Diretor Presidente, e caso este não tenha indicado um substituto, o Diretor Presidente será substituído pelo Diretor Financeiro. Na hipótese de impedimento definitivo ou vacância do cargo, será imediatamente convocada reunião do Conselho de Administração para que seja preenchido o cargo.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado:

O Conselho Fiscal da Companhia é de caráter não permanente e, até a data deste Formulário de Referência, ainda não havia sido instalado. O Conselho Fiscal não possui regimento interno.

(d) se há mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que se reporta ao conselho de administração, informando, em caso positivo

i. a periodicidade da avaliação e sua abrangência, indicando se a avaliação é feita somente em relação ao órgão ou se inclui também a avaliação individual de seus membros

Conselho de Administração e Diretoria

Com o objetivo de aprimorar continuamente a efetividade dos órgãos de administração da Companhia, auxiliando os próprios Conselheiros a analisarem suas contribuições, bem como estabelecer planos de ação para o constante aperfeiçoamento do órgão, o Conselho de Administração realizará, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação formal de seu próprio desempenho, como órgão colegiado, e de seus comitês de assessoramento. Adicionalmente, os Diretores também serão avaliados, individualmente, pelo Conselho de Administração.

Estará elegível para participar do processo de avaliação como avaliador ou avaliado, os membros do Conselho de Administração e o Diretor Presidente, que estiverem na função por, pelo menos, 2 (duas) reuniões ordinárias desde a última avaliação.

A condução do processo de avaliação é de responsabilidade do Presidente do Conselho. É facultativa a utilização de uma assessoria externa especializada. Os resultados consolidados das avaliações realizadas pelo Conselho serão divulgados a todos os membros do Conselho e ao Diretor Presidente.

Comitê de Auditoria

Com o objetivo de aumentar continuamente a sua efetividade, o Comitê de Auditoria deverá realizar, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a sua autoavaliação e a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

Estará elegível para participar do processo de avaliação, como avaliador ou avaliado, o membro do Comitê de Auditoria que estiver na função por, pelo menos, 2 (duas) reuniões ordinárias desde a última avaliação.

O processo de avaliação é de responsabilidade do Coordenador do Comitê de Auditoria. Os resultados consolidados das avaliações serão disponibilizados a todos os membros do Comitê e do Conselho de Administração. Os resultados das avaliações individuais serão disponibilizados à pessoa em questão, ao Coordenador do Comitê de Auditoria e de Gestão de Riscos e ao Presidente do Conselho de Administração da Companhia.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação

Em relação à metodologia adotada, o processo de avaliação consiste na avaliação do Conselho de Administração e dos comitês de assessoramento enquanto órgãos colegiados.

O processo de avaliação é estruturado levando em consideração as características e responsabilidades específicas do Conselho de Administração e dos comitês de assessoramento, buscando alcançar um alto nível de especialização durante a avaliação.

iii. como os resultados da avaliação são utilizados pelo emissor para aprimorar o funcionamento deste órgão; e

Os resultados consolidados das avaliações do Conselho de Administração serão divulgados a todos os membros do Conselho e ao Diretor Presidente. Os resultados são utilizados pela Companhia para identificar os pontos fortes e os pontos que devem ser melhorados por cada um dos membros do Conselho de Administração e dos comitês de assessoramento, o que possibilita o aprimoramento do funcionamento destes e, por conseguinte, da Companhia.

iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Poderá ser contratada empresa de consultoria para assessorar com o processo de avaliação. Até a data deste Formulário de Referência, tais serviços de assessoria externa não haviam sido contratados.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às Assembleias Gerais

(a) Prazos de convocação

A Companhia não adota prática diferenciada quanto aos prazos de convocação em relação ao previsto na legislação societária. A primeira convocação deve ser feita com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data marcada para realização da Assembleia Geral, contado tal prazo da publicação do primeiro anúncio de convocação, do qual constará local, data e hora da assembleia e a respectiva ordem do dia. Caso a assembleia geral não se realize após a primeira convocação, será publicado novo anúncio, de segunda convocação, com antecedência mínima de 8 (oito) dias, conforme o Estatuto Social da Companhia aprovado na Assembleia Geral de Acionistas da Companhia realizada em 31 de agosto de 2020 e o Artigo 124, §1º, inciso II, da Lei nº 6.404/76, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações").

(b) Competências

Compete exclusivamente aos acionistas da Companhia, reunidos em Assembleia Geral, além das matérias previstas na Lei das Sociedades por Ações, deliberar sobre as seguintes matérias:

I. alterar e/ou reformar o Estatuto Social, inclusive procedendo ao aumento e/ou redução de capital social, observadas as disposições do artigo 6º do Estatuto Social;

II. atribuir bonificações em ações e decidir sobre eventuais grupamentos e desdobramentos de ações;

III. eleger e/ou destituir, a qualquer tempo, os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando houver, bem como definir o número de membros do Conselho de Administração da Companhia;

IV. tomar, anualmente, as contas dos administradores e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;

V. deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro líquido do exercício;

VI. deliberar sobre a dissolução, liquidação, fusão, cisão, transformação ou incorporação (inclusive incorporação de ações) da Companhia, sobre a eleição e destituição de liquidantes, bem como sobre o Conselho Fiscal que deverá funcionar no período de liquidação, e o julgamento de suas contas e partilha do acervo social em caso de liquidação;

VII. fixar o limite global anual da remuneração dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e, se instalado, do Conselho Fiscal; observado que caberá ao Conselho de Administração deliberar sobre a distribuição individual da remuneração do próprio Conselho de Administração, da Diretoria e, se instalado, do Conselho Fiscal;

VIII. autorizar a emissão de debêntures conversíveis em ações e outros títulos conversíveis em ações, observado o disposto no artigo 6º do Estatuto Social;

IX. deliberar sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;

X. autorizar os administradores a confessar falência e pedir recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia;

XI. aprovar planos de opções de ações (*stock option*) ou instrumentos similares que envolvam a emissão de ações de emissão da Companhia ou das subsidiárias ou a entrega de ações em tesouraria, em favor de qualquer administrador ou empregado da Companhia ou das subsidiárias, bem como quaisquer modificações posteriores do referido plano;

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

XII.dispensar a realização de oferta pública de aquisição de ações para saída do Novo Mercado; e

XIII.criação, alteração ou extinção de qualquer reserva estatutária da Companhia.

(c) Endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Endereço Eletrônico: www.ri.3rpetroleum.com.br

Endereço Físico: cidade e estado do Rio de Janeiro, Rua Visconde de Ouro Preto nº 5, sala 601, CEP 22250-180.

(d) Identificação e administração de conflitos de interesses

De acordo com a Política para Transações com Partes Relacionadas e Demais Situações Envolvendo Conflitos de Interesse da Companhia ("Política"), que foi devidamente aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de agosto de 2020, com eficácia condicionada à concessão pela CVM do registro da oferta, e aditada em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 13 de outubro de 2020.

Considerar-se-ão potenciais conflitos de interesses aqueles cujos objetivos pessoais dos tomadores de decisão, por qualquer razão, possam não estar alinhados aos objetivos da Companhia em matérias específicas.

Em face de um potencial conflito de interesses, a Companhia busca assegurar que todas as decisões que possam conferir um benefício privado a qualquer de seus acionistas, administradores, familiares, entidades ou pessoas a eles relacionadas, sejam tomadas com total lisura, respeitando o interesse da Companhia e não os interesses individuais, caso existam.

Nas situações em que as transações com partes relacionadas necessitem de aprovação nos termos da referida Política, a pessoa envolvida no processo de aprovação que tenha um potencial conflito de interesse com a recomendação ou decisão a ser tomada, deverá declarar-se impedida, explicando seu envolvimento na transação e, se solicitado, fornecendo detalhes da transação e das partes envolvidas. O impedimento deverá constar da ata da reunião do órgão social que deliberar sobre a transação, e a referida pessoa deverá se afastar das discussões e deliberações.

Caso alguma pessoa em situação potencial de conflito de interesses não se manifeste, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence que tenha conhecimento da situação poderá fazê-lo. A ausência de manifestação voluntária de qualquer tomador de decisão será considerada violação aos princípios da boa governança corporativa e a da Política, devendo tal comportamento ser levado ao imediato conhecimento do Conselho de Administração.

Adicionalmente, vale destacar que, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, os conflitos de interesse são identificados e administrados pelos administradores, cumprindo-lhes cientificar aos demais administradores presentes à Reunião do Conselho de Administração ou da Diretoria o seu impedimento e fazendo consignar em ata a natureza e a extensão do seu interesse. Não se admite o voto de acionista que tenha interesse conflitante com a matéria da ordem do dia, conforme vedação estabelecida na Lei das Sociedades por Ações.

(e) Solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

Os acionistas poderão fazer-se representar nas Assembleias Gerais por procuradores constituídos há menos de 1 (um) ano e que, também, seja acionista da Companhia, advogado, representante da instituição financeira ou administrador de fundos de investimentos que represente os condôminos, na forma da Lei das Sociedades por Ações.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

(f) Formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Nas Assembleias Gerais, os acionistas deverão apresentar, preferencialmente, com 48 (quarenta e oito) horas de antecedência, para melhor organização da Companhia: (i) um documento de identidade, caso o acionista seja pessoa física; (ii) os atos societários pertinentes que comprovem a representação legal e documento de identidade do representante, caso o acionista seja pessoa jurídica; (iii) comprovante da participação acionária na Companhia emitido pela instituição depositária com data máxima de 5 (cinco) dias anteriores à Assembleia Geral; e, se for o caso, (iv) procuração, nos termos do parágrafo primeiro do artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações.

A qualidade de acionista deve ser comprovada mediante exibição de documentos pertinentes na forma prevista na legislação aplicável. Os acionistas poderão fazer-se representar nas Assembleias Gerais por procurador constituído há menos de 1 (um) ano e que, também, seja acionista da Companhia, advogado, representante da instituição financeira ou administrador de fundos de investimentos que represente os condôminos, na forma da Lei das Sociedades por Ações.

A Companhia admite procurações outorgadas por meio eletrônico desde que na data da Assembleia Geral sejam apresentados os documentos originais. Não há prazo prévio para depósito do instrumento de mandato.

(g) Formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização

À luz da Instrução CVM nº 561, de 7 de abril de 2015, conforme alterada, a Companhia adotará a possibilidade do seu acionista exercer o direito de voto à distância a partir da concessão de seu registro, pela CVM, como companhia aberta na categoria "A".

Segundo o Art. 21-B da Instrução CVM 481, o boletim de voto à distância será recebido até 7 (sete) dias antes da assembleia. Os boletins recebidos após a data estabelecida serão desconsiderados pela Companhia.

Nos termos do Art. 21-U da Instrução CVM 481, a Companhia comunicará ao acionista, em até 3 (três) dias do recebimento do boletim de voto à distância, se os documentos recebidos são suficientes ou não para que o voto seja considerado válido. Não serão exigidos reconhecimento de firma, notarização ou consularização.

(h) Se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância

A Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento de voto a distância ou de participação a distância próprio, porém utilizará as prerrogativas da Instrução CVM 561 para viabilizar o processo de voto a distância.

(i) Instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância

Conforme previsto no art. 21-L da Instrução CVM nº 481/09 ("ICVM 481"), acionistas que representem os percentuais mínimos estabelecidos nos Anexos 21-L-I e 21-L-II da ICVM 481 poderão solicitar, respectivamente, a inclusão no boletim de voto a distância de (i) candidatos ao conselho de administração e ao conselho fiscal da Companhia, sempre que convocada assembleia geral para sua eleição sujeita ao procedimento de voto a distância, conforme §1º do art. 21-A, ou (ii) propostas de deliberação para as assembleias gerais ordinárias da Companhia.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

As solicitações de inclusão descritas acima deverão ser recebidas pelo Diretor Presidente, Diretor Financeiro ou o Diretor de Relações com Investidores da Companhia (i) na hipótese de assembleia geral ordinária, entre o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a assembleia geral ordinária e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data prevista para sua realização, conforme divulgada no Calendário de Eventos Corporativos da Companhia; ou (ii) na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para eleição de membros do conselho de administração e do conselho fiscal, caso instaurado, entre o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação da referida assembleia geral e até 45 (quarenta e cinco) dias antes da data de realização da assembleia, hipótese em que a administração da Companhia comunicará ao mercado a data de realização da respectiva assembleia geral, ainda que em caráter provisório, bem como o prazo para a inclusão de candidatos no boletim de voto a distância.

Toda e qualquer solicitação de inclusão de propostas ou candidatos no boletim de voto a distância, conforme descritas acima, deverão observar os requisitos legais aplicáveis, bem como o disposto nos artigos 21-L e 21-M da ICVM 481 e deverão ser enviadas aos seguintes endereços, físicos e eletrônicos: cidade e estado do Rio de Janeiro, Rua Visconde de Ouro Preto, nº 5, sala 601, CEP 22250-080 e ri@3rpetroleum.com.br.

(j) Se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A Companhia não mantém fóruns ou páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das Assembleias Gerais.

(k) Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância

Não há outras informações, além das instruções disponibilizadas acima, necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância para as Assembleias Gerais da Companhia.

A Companhia mantém uma área de relações com investidores dedicada ao esclarecimento de dúvidas dos seus acionistas e mercado em geral, inclusive de questões relacionadas às assembleias. O contato pode ser feito pelo e-mail ri@3rpetroleum.com.br.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

(a) Número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias

No último exercício social, 2019, a Companhia realizou 12 reuniões do Conselho de Administração, sendo 8 ordinárias (15/02, 28/03, 04/06, 26/06, 03/07, 26/08, 28/08 e 30/09) e 4 extraordinárias (25/04, 17/10, 26/11 e 26/12).

Nos termos do Estatuto Social vigente na data do presente Formulário de Referência, o Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, 4 (quatro) vezes por ano, ao final de cada trimestre e, extraordinariamente, sempre que convocado por seu Presidente, ou conselheiro por ele nomeado como procurador, ou mediante convocação pela maioria dos membros do Conselho de Administração, mediante notificação escrita entregue com antecedência mínima de 5 (cinco) dias, e com apresentação da pauta dos assuntos a serem tratados, ressalvados os casos de urgência, nos quais as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho. As convocações poderão ser feitas por carta com aviso de recebimento, fax ou por qualquer outro meio, eletrônico ou não, que permita a comprovação de recebimento.

Independentemente das formalidades previstas no Estatuto Social, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os Conselheiros. As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas em primeira convocação com a presença da maioria dos seus membros e, em segunda convocação, por qualquer número.

No caso de destituição, morte, renúncia, impedimento comprovado, invalidez ou ausência injustificada por mais de 30 (trinta) dias consecutivos ou qualquer outro evento que leve à vacância definitiva do cargo do Conselho de Administração, o substituto será nomeado pelos conselheiros remanescentes, observado o disposto no Estatuto Social, e completará o mandato do conselheiro substituído. Se ocorrer vacância da maioria dos cargos, a Assembleia Geral será convocada para proceder a nova eleição.

O Presidente do Conselho de Administração, em suas ausências ou impedimentos temporários nas reuniões do Conselho de Administração, será substituído, nas funções atribuídas a tal posição, por outro conselheiro por ele indicado por escrito. Caso o Presidente do Conselho de Administração não tenha indicado outro Conselheiro para substituí-lo, os demais conselheiros reunidos, por maioria simples de votos, indicarão um substituto dentre os membros do Conselho de Administração.

As reuniões do Conselho de Administração serão realizadas, preferencialmente, na sede da Companhia. Serão admitidas reuniões por meio de teleconferência ou videoconferência, admitida gravação destas. O Conselheiro que assim participar será considerado presente em referida reunião e poderá expressar seu voto, na data da reunião, por meio de carta ou fac-símile ou correio eletrônico digitalmente certificado. Qualquer conselheiro poderá indicar outro conselheiro para representá-lo em uma reunião, via procuração, inclusive para assinar o Livro de Reunião do Conselho de Administração.

(b) Se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Na data de apresentação deste Formulário de Referência, não há Acordos de Acionistas da Companhia em vigor.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

(c) Regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Os membros do Conselho de Administração devem respeitar as regras relativas a conflito de interesse estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações.

Adicionalmente, de acordo com a Política, cuja eficácia é condicionada à concessão pela CVM de registro da oferta, nas situações em que as transações com partes relacionadas necessitem de aprovação nos termos de referida Política, a pessoa envolvida no processo de aprovação que tenha um potencial conflito de interesse com a recomendação ou decisão a ser tomada, deverá declarar-se impedida, explicando seu envolvimento na transação e, se solicitado, fornecendo detalhes da transação e das partes envolvidas. O impedimento deverá constar da ata da reunião do órgão social que deliberar sobre a transação, e a referida pessoa deverá se afastar das discussões e deliberações.

Caso alguma pessoa em situação potencial de conflito de interesses não manifeste a questão, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence que tenha conhecimento da situação poderá fazê-lo.

A ausência de manifestação voluntária de qualquer tomador de decisão será considerada violação aos princípios da boa governança corporativa e à Política, devendo tal comportamento ser levado ao imediato conhecimento do Conselho de Administração.

Para maiores detalhes, vide item 16.1 deste Formulário de Referência.

(d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:

i. órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Companhia possui uma "Política de Indicação de Membros do Conselho de Administração, Comitês e Diretoria Estatutária" ("Política de Indicação"), que foi devidamente aprovada em Reunião do Conselho de Administração ser realizada em 31 de agosto de 2020, cuja eficácia é condicionada à concessão pela CVM de registro da oferta. A Política estará disponível para consulta no website da Companhia: ri.3rpetroleum.com.br.

ii. principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros

O Conselho de Administração é composto por, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 11 (onze) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição.

Dos membros do Conselho de Administração, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) deles, o que for maior, deverão ser "Conselheiros Independentes", conforme a definição do Regulamento do Novo Mercado, devendo a caracterização dos indicados ao Conselho de Administração como Conselheiros Independentes ser deliberada na assembleia geral de acionistas que os eleger, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) conselheiro(s) eleito(s) mediante faculdade prevista pelo artigo 141, §§ 4º e 5º e artigo 239 da Lei das Sociedades por Ações.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

A indicação de membros do Conselho de Administração da Companhia deverá obedecer aos seguintes critérios, além dos requisitos legais, regulamentares, e daqueles expressos no Estatuto Social da Companhia:

(a) alinhamento e comprometimento com os valores e à cultura da Companhia, seu Código de Ética e suas políticas internas;

(b) reputação ilibada;

(c) visão estratégica; e

(d) conhecimento e experiência profissional em temas diversificados, compatíveis com o cargo ao qual foi indicado.

A indicação dos membros para composição do Conselho de Administração poderá ser feita pela administração ou por qualquer acionista da Companhia, nos termos da Lei das Sociedades por Ações. O acionista que desejar indicar candidatos para o Conselho de Administração poderá notificar a Companhia por escrito informando o nome completo e qualificação dos candidatos em até 30 (trinta) dias antes da realização da assembleia geral de acionistas que elegerá o novo Conselho de Administração da Companhia.

Além disso, deverão ser seguidas as disposições presentes nos termos do artigo 3º da Instrução CVM nº 367, de 29 de maio de 2002 ("Instrução CVM 367"). Assim, observados os preceitos legais e da Política de Indicação, estes serão verificados pela Diretoria da Companhia e, caso cumpridos, o nome do candidato será posto em votação em assembleia geral de acionistas da Companhia. A eleição dos membros do Conselho de Administração da Companhia será realizada conforme previsto no Estatuto Social e na legislação aplicável.

12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, a Companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do Conselho Fiscal, caso instalado, ficam obrigados a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas no Estatuto Social, nas disposições na Lei das Sociedades por Ações, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Contrato de Participação do Novo Mercado, do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento de Sanções e do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado.

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
Ricardo Rodrigues Savini	23/07/1965	Pertence apenas à Diretoria	31/08/2020	2 anos	0
326.403.151-53	Geólogo	19 - Outros Diretores	31/08/2020	Sim	0.00%
Não aplicável.		Diretor Presidente			
Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva	12/11/1987	Pertence apenas à Diretoria	31/08/2020	2 anos	0
124.112.157-54	Engenheiro Mecânico	12 - Diretor de Relações com Investidores	31/08/2020	Sim	0.00%
O Sr. Pizarro é Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.					
Pedro Miguel Grijalba Vasquez	29/03/1952	Pertence apenas à Diretoria	31/08/2020	2 anos	0
102.994.551-90	Geólogo	19 - Outros Diretores	31/08/2020	Sim	0.00%
Não aplicável.					
Jorge Ruben Lorenzon	16/02/1960	Pertence apenas à Diretoria	31/08/2020	2 anos	0
074.923.561-61	Engenheiro	19 - Outros Diretores	31/08/2020	Sim	0.00%
Não aplicável.					
Paulo Thiago Arantes de Mendonça	20/04/1988	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2020	2 anos	0
009.775.405-61	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	31/08/2020	Sim	100.00%
Não aplicável.					
Guilherme Affonso Ferreira	09/05/1951	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2020	2 anos	0
762.604.298-00	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/08/2020	Sim	100.00%
Não aplicável.					
Santiago Salvador de Lafuente	25/12/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2020	2 anos	0
748.931.141-15	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/08/2020	Sim	100.00%
Não aplicável.					
Paula Kovarsky Rotta	28/07/1974	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2020	2 anos	0

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
023.612.507-99	Engenheira	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	31/08/2020	Sim	100.00%
Não aplicável.					
Kjetil Braaten Solbrække	03/05/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2020	2 anos	0
060.162.017-82	Economista	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	31/08/2020		100.00%
O Sr. Kjteil é Coordenador do Comitê de Auditoria da Companhia.					

Experiência profissional / Critérios de Independência

Ricardo Rodrigues Savini - 326.403.151-53

O Sr. Ricardo é geólogo pela UnB em 1986 e Mestre em Estratigrafia pela UFRGS em 1995, com 33 anos de experiência na indústria petrolífera. Trabalhou na Venezuela, nos Estados Unidos e na Argentina, além do Brasil. Exerceu diferentes cargos de gerência e diretoria na Petrobras (na Divisão de Exploração do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento e na Unidade Operacional da Bahia), na Pérez Companc (na Unidade de Negócios da Venezuela e no E&P Corporativo na Argentina), na Deloitte (no Centro de Excelência de Óleo & Gás do Brasil) e na Georadar (empresa brasileira de serviços de Óleo & Gás e Mineração). Atualmente, é o Diretor Presidente e conselheiro da 3R Petroleum e Participações S.A., bem como de suas subsidiárias.
O Sr. Ricardo não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva - 124.112.157-54

O Sr. Rodrigo é engenheiro mecânico pela UFRJ, tendo participado do Programa de Graduação Sanduíche (CAPES/BRAFITEC) com a Polytech'Marseille, cursando, na França, disciplinas do Departamento de Engenharia Mecânica Energética. Além disso, tem mestrado pela PUC-RJ em Engenharia de Petróleo e Energia e, também, mestrado pela UFRJ (COPPE) em Engenharia Oceânica. Atualmente, Sr. Rodrigo é CFO na 3R Petroleum S.A. e nas suas subsidiárias. Durante sua trajetória profissional, com 12 anos de experiência, o Sr. Rodrigo ocupou ainda os cargos de Executive Director, Principal e Associate Director, todos na Starboard Partners. Pizarro também atuou como Diretor Financeiro durante o processo de reestruturação do estaleiro Ecovix (Engevix Construções Oceânicas) e teve passagens no Banco Plural e na Promon Engenharia.
O Sr. Rodrigo não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Pedro Miguel Grijalba Vasquez - 102.994.551-90

O Sr. Pedro é geólogo de formação, tendo estudado na Universidad Nacional Mayor de San Marcos, e realizado diversos cursos técnicos-administrativos e gerenciais. Hoje, é o Diretor de Operações da 3R Petroleum e Participações S.A. e, em sua trajetória profissional, de mais de 38 anos de experiência, dos quais acumula mais de 15 anos em cargos de gerência na Petrobras Energia (Peru, Uruguai e Venezuela) e em empresa dedicada à construção de moradias sociais no Peru.
O Sr. Pedro não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Jorge Ruben Lorenzon - 074.923.561-61

No âmbito acadêmico, o Sr. Jorge é Engenheiro Elétrico e Eletrônico pela Universidade Nacional de Córdoba e pós-graduado em Engenharia de Explotação de Reservatórios pela Universidade de Buenos Aires, além de possuir mestrado incompleto em Geologia pela Rice University (Houston, EUA). Profissionalmente, é hoje o Diretor Técnico da 3R Petroleum, também atuou 6 anos como Consultor Independente. Acumula em sua trajetória de 35 anos de experiência cargos de gerência, assessoria e consultoria na Petrobras Perú e Petrobras Energia SA / Perez Companhia e YPF, além de passagem como engenheiro em diversas companhias na América do Sul e nos EUA. O Sr. Jorge exerceu, ainda, o cargo de conselheiro na 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.
O Sr. Jorge não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Paulo Thiago Arantes de Mendonça - 009.775.405-61

O Sr. Paulo é bacharel em Engenharia Mecânica pela UFRJ, tendo efetuado parte da sua graduação na Universidade de Coimbra. Atualmente, o Sr. Paulo é Partner / Managing Director há mais de 3 anos na Starboard Restructuring Partners e, também, Board Member na 3R Petroleum e Participações S.A., cargo esse que ocupa há 1 ano, e Diretor na SPE 3R Petroleum S.A. Adicionalmente, o Sr. Paulo foi diretor pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. no primeiro semestre do presente ano. Além disso, teve passagem de quase 7 anos como Partner - Investment Banking no Brasil Plural e atuou, por 1 ano, com Engenharia de Produtos na Technip.
O Sr. Paulo não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Guilherme Affonso Ferreira - 762.604.298-00

O Sr. Guilherme é graduado em Engenharia de Produção pela USP e concluiu, no Macalester College, em St Paul/Minno, curso de Economia e Política. Profissionalmente, o Sr. Guilherme é Sócio Diretor da Teorema Capital, onde participa desde sua fundação em 2003, e também é membro do Conselho de Administração de diversas companhias, todas elas listadas na B3. Ainda, o Sr. Guilherme tem participação no Conselho da entidade beneficente Instituto de Cidadania Empresarial e, nos últimos anos, foi membro do Conselho de Administração, dentre outras empresas, da Petrobras, Unibanco, B2W / Submarino, Gafisa, SulAmérica e Banco Indusval.
O Sr. Guilherme não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Santiago Salvador de Lafuente - 748.931.141-15

O Sr. Santiago é licenciado em Economia pela Universidade Católica Argentina. Iniciou sua carreira no JP Morgan e, posteriormente, atuou como Vice Presidente no Lehman Brothers, Diretor no Credit Suisse, Presidente no FC Recovery SA e Diretor e Conselheiro no Recovery do Brasil Consultoria S.A. Atualmente, é Operating Partner na Apollo Global Management, Conselheiro na Starboard Restructuring Partners, Sócio e membro do Comitê de Disciplina da Asociación Aldeas Infantiles SOS Argentina e Conselheiro na Martindale Norte Country Club S.A. e na Martindale Sur Country Club S.A.
O Sr. Santiago não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Paula Kovarsky Rotta - 023.612.507-99

A Sra. Paula é engenheira, tendo atuado de 1996 a 2006 na Shell Southern Gas&Power, dentre 2006 a 2015 foi a primeira mulher vice-presidente do Itaú BBA S.A., também atuando na área de Óleo e Gás. Atualmente, a Sra. Paula é Diretora Executiva da Cosan Holding – listada na Nyse, sendo uma das três mulheres a integrar um grupo 30 homens.
A Sra. Paula não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
A Sra. Paula é considerada conselheira independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.
Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Kjetil Braaten Solbrække - 060.162.017-82

Kjetil Braaten Solbrække - 060.162.017-82
O Sr. Kjetil é economista, formado pela University of Oslo em 1989. No âmbito profissional, ele é CEO da DBO Energy S.A. desde 2017 e, de 2015 a 2018, Senior Vice President da Rystad Energy. Em sua trajetória profissional acumulou mais de 15 anos em cargos executivos de general manager, CFO e CEO da Energy in Norsk Hydro, Norse Energy do Brasil e Panoro Energy, Rystad Energy, entre outras empresas na Noruega e internacionais.
O Sr. Kjetil não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
O Sr. Kjetil é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Ricardo Rodrigues Savini - 326.403.151-53	
N/A	N/A
Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva - 124.112.157-54	
N/A	N/A
Pedro Miguel Grijalba Vasquez - 102.994.551-90	
N/A	N/A
Jorge Ruben Lorenzon - 074.923.561-61	
N/A	N/A
Paulo Thiago Arantes de Mendonça - 009.775.405-61	
N/A	N/A
Guilherme Affonso Ferreira - 762.604.298-00	
N/A	N/A
Santiago Salvador de Lafuente - 748.931.141-15	
N/A	N/A
Paula Kovarsky Rotta - 023.612.507-99	
N/A	N/A
Kjetil Braaten Solbrække - 060.162.017-82	
N/A	N/A

12.7/8 - Composição Dos Comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	**Descrição outros comitês**	**Profissão**	**Descrição outros cargos ocupados**	**Data eleição**	**Número de Mandatos Consecutivos**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Ricardo Fraga Lima	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Não estatutário	Membro do Comitê (Efetivo)	30/05/1986	13/10/2020	31/08/2021
117.915.547-50		Contador		13/10/2020	0	0.00%
Halvard Idland	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Não estatutário	Membro do Comitê (Efetivo)	06/08/1975	31/08/2020	1 ano
060.357.857-86		Empresário		31/08/2020	0	0.00%
Kjetil Braaten Solbrække	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Não estatutário	Outros	06/08/1975	31/08/2020	1 ano
060.162.017-82		Economista	Coordenador do Comitê (Efetivo)	31/08/2020	0	0.00%
O Sr. Kjetil é membro independente do Conselho de Administração						

Experiência profissional / Critérios de Independência

Ricardo Fraga Lima - 117.915.547-50

O Sr. Ricardo é contador, possui oito anos de experiência em auditoria externa no Brasil e no exterior, nos segmentos de seguros, resseguros, construção civil, varejo, serviços, tecnologia da informação e óleo e gás, além de cinco anos na área de reporting e informações gerenciais na Enauta Energia S.A. e como gerente de controladoria na Rio Energy, investida do fundo Denham Capital. Adicionalmente, possui atuação como auditor da Deloitte Bermudas para clientes SEC, com domínio das normas de USGAAP, IFRS e BRGAAP, além de conhecimentos em controles internos (Sarbanes-Oxley). O Sr. Ricardo possui graduação em Ciências Contábeis pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) (CRC 110.646/O), MBA em Gestão de Negócios pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC), Mestrado em Economia e Gestão Empresarial pela Universidade Cândido Mendes (UCAM) e é Doutorando em contabilidade pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).
O Sr. Ricardo não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Halvard Idland - 060.357.857-86

O Sr. Halvard é economista pela Norwegian School of Economics tem mestrado em Ciências Econômicas e Administração, pela Norwegian School of Economics, Norway, em 1999. No âmbito profissional, ele é CFO da DBO Energy S.A. desde 2017.
Em sua trajetória profissional acumulou mais de 15 anos em cargos executivos de vice presidente, general manager e Controller Director em empresas no Brasil, como Banco Brasil Plural, Pareto Securities, Norioca e Aker Yards Group.
O Sr.Halvard não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Kjetil Braaten Solbrække - 060.162.017-82

O Sr. Kjetil é economista, formado pela University of Oslo em 1989. No âmbito profissional, ele é CEO da DBO Energy S.A. desde 2017 e, de 2015 a 2018, Senior Vice President da Rystad Energy. Em sua trajetória profissional acumulou mais de 15 anos em cargos executivos de general manager, CFO e CEO da Energy in Norsk Hydro, Norse Energy do Brasil e Panoro Energy, Rystad Energy, entre outras empresas na Noruega e internacionais.
O Sr. Kjetil não ocupa cargos em outras sociedades ou organizações do terceiro setor.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da ICVM 301/99.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Ricardo Fraga Lima - 117.915.547-50	
N/A	N/A
Halvard Idland - 060.357.857-86	
N/A	N/A
Kjetil Braaten Solbrække - 060.162.017-82	
N/A	N/A

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia não mantêm qualquer relação familiar entre si, com os membros da administração de suas controladas, com seus acionistas controladores ou com os membros da administração de suas controladoras.

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, pois na data deste Formulário de Referência a Companhia detém, direta ou indiretamente, 100% (cem por cento) das ações das sociedades em que possui participação.

12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

A Companhia contratou apólice de seguro de responsabilidade civil de conselheiros e diretores (D&O) junto à Ezze Seguros S.A., cujo limite máximo de garantia é de R$40.000.000,00 (quarenta milhões de reais).

Conforme as disposições da apólice, ela cobre o pagamento aos administradores ou a terceiros por perdas decorrentes de reclamações cobertas e o reembolso à Companhia por pagamentos feitos em nome dos administradores em decorrência de perdas por reclamações cobertas. Dentre os valores indenizáveis estão custos de defesa, indenizações pelas quais o Administrador seja legalmente responsável em virtude de decisão judicial transitada em julgado, decisão arbitral, ou acordos por escrito por qualquer meio previamente aprovado pela seguradora.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 - Outras informações relevantes

Processos envolvendo administradores

Protesto interruptivo de prescrição nº 1031896-40.2020.8.26.0100 em trâmite perante a 29ª Vara Cível do Foro Central da Comarca de São Paulo, movido por Gafisa S.A. contra oito ex-integrantes da administração da empresa ao longo do exercício de 2017, entre eles o Sr. Guilherme Affonso Ferreira, atual membro do conselho de administração da Companhia e, segundo informado no protesto, ex-membro do conselho de administração da Gafisa, alegando que estes teriam praticado supostos atos ilícitos que ocasionaram prejuízos financeiros, entre eles uma complexa operação de cisão de antiga subsidiária da Gafisa, que supostamente teria envolvido a adoção de procedimentos em desacordo com a legislação brasileira, como a distribuição disfarçada de dividendos e o lançamento de reversão de perda na avaliação da venda da subsidiária em desacordo com os parâmetros contábeis e legais. A intenção da Gafisa por meio do protesto interruptivo da prescrição é apenas a preservação de seu direito de ação, interrompendo o prazo prescricional para o exercício da sua pretensão indenizatória contra os ex-administradores. Até o momento, o Sr. Guilherme já foi citado, porém aguarda-se a conclusão da citação dos demais réus. De acordo com a Gafisa, se for o caso, requererá futuramente a instauração de arbitragem em face dos seus ex-administradores para discutir os fatos alegados superficialmente no protesto interruptivo.

Assembleias Gerais da Companhia

Apresentamos abaixo, com relação às Assembleias Gerais da Companhia realizadas nos últimos três anos, (i) data de realização; (ii) eventuais casos de instalação em segunda convocação; e (iii) quórum de instalação:

Companhia	Evento	Matéria	Data	Quórum de instalação	Instalação em segunda convocação
3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	Ordem do dia: (i) exame, discussão e votação do Relatório da Administração e das DFs da Companhia, referentes ao exercício social encerrado em 31/12/2016; (ii) destinação do resultado do exercício social em 31/12/2016; (iii) reeleição dos membros do Conselho de Administração; (iv) fixação e aprovação do valor global de remuneração dos Administradores, e (v) ratificar a contratação da empresa especializada indicada para proceder à avaliação dos ativos da Bacia do Parnaíba e elaborar o respectivo laudo de avaliação e aprovar o Laudo de Avaliação emitido em 13/04/2017.	28/04/2017	100%	Não

12.12 - Outras informações relevantes

	Assembleia Geral Ordinária	Ordem do dia: (i) aprovar relatório da Administração, contas da Diretoria e DFs referente ao exercício social encerrado em 31/12/2017; (ii) destinação do resultado do exercício social em 31/12/2017; (iii) eleição dos membros do Conselho de Administração; e (iv) aprovar fixação do limite da remuneração global anual dos Administradores.	27/04/2018	100%	Não
	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	Ordem do dia: (i) exame, discussão e votação do Relatório da Administração e das DFs da Companhia, referentes ao exercício social encerrado em 31/12/2018; (ii) destinação do resultado do exercício social em 31/12/2018; (iii) eleição dos membros do Conselho de Administração; e (iv) fixação e aprovação do valor global de remuneração dos Administradores.	30/04/2019	100%	Não
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) alteração do capítulo III do Estatuto Social da Companhia; e (ii) aprovação da consolidação do Estatuto Social da Companhia.	29/01/2020	100%	Não
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) extinção do Conselho de Administração da Companhia com a consequente destituição de seus membros; (ii) modificação da composição da Diretoria da Companhia para reduzir a quantidade mínima de seus membros; e (iii) reforma do Estatuto Social da Companhia.	30/01/2020	100%	Não
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) tomar conhecimento de renúncias apresentadas por diretores; (ii) tomar conhecimento da transferência da totalidade das ações; (iii) nomear novo Diretor; (iv) ratificar a composição da Diretoria; (v) fixar a remuneração global da Administração referente ao exercício de 2020.	18/02/2020	100%	Não
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) criação do Conselho de Administração da Companhia com a consequente eleição dos membros; (ii) reforma do Estatuto Social; e (iii) ratificação da remuneração global.	19/02/2020	100%	Não

12.12 - Outras informações relevantes

	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) protocolo e Justificação de Incorporação da Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda. pela Companhia; (ii) a ratificação da nomeação de contadores como peritos para elaboração do laudo de avaliação do patrimônio da Ônix; (iii) o laudo de avaliação do patrimônio líquido da Ônix; (iv) a incorporação da Ônix pela Companhia, com a sua consequente extinção; (v) o aumento ou redução do capital social e eventual alteração do Estatuto Social da Companhia, que passará a vigorar após a incorporação; e (vi) a autorização aos atuais Diretores e/ou procuradores da Companhia a proceder a todos os atos necessários à efetivação da presente incorporação e regularização da extinção da Ônix perante os órgãos competentes.	30/06/2020	100%	Não
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: autorização para que a administração da Companhia realize pagamentos de prêmios por desempenho superior a determinados colaboradores da Companhia, na forma da respectiva Proposta da Administração.	04/08/2020	100%	Não
	Assembleia Geral Ordinária	Ordem do dia: (i) apreciação das contas dos administradores, exame, discussão e votação das demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019; e (ii) apreciação e aprovação da destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019.	31/08/2020	100%	Não
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) recebimento da renúncia dos atuais membros do Conselho de Administração; (ii) eleição dos membros do Conselho de Administração, todos com mandato unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos; (iii) nomeação e contratação, pela Companhia, da KPMG Auditores Independentes, como empresa especializada para elaboração do laudo de avaliação do acervo líquido da 3R, com base no Balanço Patrimonial especial a ser levantado para fins de incorporação da 3R pela Companhia; (iv) a autorização aos atuais Diretores da Companhia e/ou procuradores a praticar todos os atos necessários à incorporação da 3R pela Companhia, podendo, inclusive, celebrar todos os atos e documentos necessários para tal fim; (v) a alteração da denominação social da Companhia; (vi) a submissão de pedido de registro de emissora de valores mobiliários, categoria "A", perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada; (vii) a realização de oferta pública de	31/08/2020	100%	Não

12.12 - Outras informações relevantes

		distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia; (viii) a submissão do (a) pedido de adesão da Companhia ao segmento especial de governança corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") denominado Novo Mercado ("Novo Mercado"), e (b) pedido de admissão à negociação das ações da Companhia na B3 e a celebração com a B3 do Contrato de Participação do Novo Mercado; (ix) a fixação da remuneração global anual dos administradores da Companhia para o exercício social de 2020; (x) a conversão das 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações preferenciais de emissão da Companhia em 13.850.097 (treze milhões, oitocentos e cinquenta mil e noventa e sete) ações ordinárias de emissão da Companhia, na relação de 1 (uma) ação ordinária por cada ação preferencial; (xi) o grupamento das ações ordinárias da Companhia na proporção de 36:1; (xii) a reforma integral do Estatuto Social da Companhia, inclusive para refletir a alteração da denominação social e para adaptá-lo às exigências legais e regulamentares de companhia aberta e ao regulamento do Novo Mercado; (xiii) a aprovação do Plano de Opção de Ações da Companhia; e (xiv) autorização para que o Conselho de Administração e a Diretoria, conforme o caso, pratiquem todos os atos necessários para a implementação das deliberações acima.			
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) Deliberar sobre a rerratificação da Ata de Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 31 de agosto de 2020 ("AGO") em face de erro material que consta no item "ii" daquela Ordem do Dia, que deliberou pela "a apreciação e aprovação da destinação do prejuízo do exercício findo em 31 de dezembro de 2019"; e (ii) consignar que as demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, foram publicadas em 21 de setembro de 2020, no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, e no Jornal Diário Comercial, Caderno de Economia, página 9, tendo sido dispensada, pelos acionistas, a leitura de tais documentos, uma vez que o conteúdo é do inteiro conhecimento dos presentes.	28/09/2020	100%	Não

12.12 - Outras informações relevantes

	Assembleia Geral Ordinária	Embora as matérias constantes da ordem do dia desta Assembleia já tenham sido apreciadas e aprovadas pela única acionista da Companhia, sem quaisquer ressalvas ou restrições, em Assembleia Geral Ordinária da Companhia realizada em 31 de agosto de 2020 ("AGO"), esta Assembleia fez-se necessária, tendo em vista o indeferimento, pela Junta Comercial, do processo de registro da ata da AGO, em razão da não apresentação da publicação das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019. Ordem do dia: (i) apreciação das contas dos administradores, exame, discussão e votação das demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019; e (ii) apreciação e aprovação da destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019.	07/10/2020	100%	Não
	Assembleia Geral Extraordinária	Ordem do dia: (i) em atendimento ao Ofício 795q2020-SLS, a alteração do estatuto social da Companhia, de modo a atender as exigências formuladas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") no âmbito do pedido de admissão e listagem de valores mobiliários da Companhia; (ii) a consolidação do estatuto social da Companhia em razão da deliberação anterior; e (iii) a autorização para que o Conselho de Administração e a Diretoria, conforme o caso, pratiquem todos os atos necessários para a implementação das deliberações acima.	13/10/2020	100%	Não

ESCLARECIMENTOS ADICIONAIS SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA:

A Companhia está sujeita às seguintes práticas de governança corporativa:

MELHORES PRÁTICAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA SEGUNDO O IBGC

O "Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa", editado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC, objetiva tornar o ambiente organizacional e institucional brasileiro mais sólido, justo, responsável e transparente, estabelecendo recomendações para a criação de melhores sistemas de governança corporativa nas organizações, visando a otimizar o valor da organização, facilitando seu acesso a recursos e contribuindo para o seu bom desempenho e longevidade. A Companhia está comprometida com as melhores práticas de governança corporativa.

12.12 - Outras informações relevantes

SEGMENTO DO NOVO MERCADO

A Companhia sujeitar-se-á também às regras do Regulamento do Novo Mercado. Em 2000, a B3 introduziu três segmentos de negociação, com níveis diferentes de práticas de governança corporativa, denominados Nível 1, Nível 2 e Novo Mercado, com o objetivo de estimular as companhias a seguir melhores práticas de governança corporativa e adotar um nível de divulgação de informações adicional em relação ao exigido pela legislação. Os segmentos de listagem são destinados à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam voluntariamente a observar práticas de governança corporativa e exigências de divulgação de informações, além daquelas já impostas pela legislação brasileira. Em geral, tais regras ampliam os direitos dos acionistas e elevam a qualidade das informações fornecidas aos acionistas. O Novo Mercado é o mais rigoroso deles, exigindo maior grau de práticas de governança corporativa dentre os três segmentos.

As companhias que ingressam no Novo Mercado submetem-se, voluntariamente, a determinadas regras mais rígidas do que aquelas presentes na legislação brasileira, obrigando-se, por exemplo, a emitir apenas ações ordinárias; manter em circulação, no mínimo, 25% do capital social ou 15% do capital social, desde que o volume financeiro médio diário de negociação das ações da companhia se mantenha igual ou superior a R$25.000.000,00, considerados os negócios realizados nos últimos 12 meses; constituir um Comitê de Auditoria; aprovar regimento interno do Conselho de Administração e de seus comitês de assessoramento; instituir área de controles internos na Companhia, entre outros. A adesão ao Novo Mercado se dá por meio da assinatura de contrato entre a Companhia e a B3, além da adaptação do estatuto da Companhia de acordo com as regras contidas no Regulamento do Novo Mercado.

Ao assinar os contratos, as companhias devem adotar as normas e práticas do Novo Mercado. As regras impostas pelo Novo Mercado visam a conceder transparência com relação às atividades e situação econômica das companhias ao mercado, bem como maiores poderes para os acionistas minoritários de participação na administração das companhias, entre outros direitos.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

(a) objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") possui uma política de remuneração dos executivos, que foi devidamente aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 31 de agosto de 2020 ("Política"), condicionada à concessão pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") do registro da oferta pública inicial de ações ordinárias da Companhia.

A Política estará disponível para consulta no seguinte link da rede mundial de computadores da Companhia: ri.3rpetroleum.com.br.

A Política possui como princípios, objetivos e diretrizes principais: (i) atrair, recompensar, reter e incentivar executivos na condução de seus negócios de forma sustentável, observados os limites de risco adequados, estando alinhada aos interesses dos acionistas; (ii) proporcionar uma remuneração com base em critérios que diferenciem o desempenho, e que permitam também o reconhecimento e a valorização da performance individual; e (iii) assegurar a manutenção de padrões compatíveis com as responsabilidades de cada cargo e competitivos ao mercado de trabalho referencial, estabelecendo diretrizes para a fixação de eventual remuneração e benefícios concedidos aos executivos.

Além disso, o valor global máximo a ser pago aos membros do Conselho de Administração e à Diretoria, assim como a dos membros do Conselho Fiscal, se instalado, será determinado pela assembleia geral de acionistas, estando a remuneração global máxima para tal público atendendo aos limites impostos pelo artigo 152 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.

(b) composição da remuneração

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

Conselheiros de Administração

Os conselheiros da Companhia terão remuneração mensal, baseada na dedicação de tempo e responsabilidade das suas atribuições.

A remuneração dos conselheiros da Companhia será revisada ao menos a cada 2 (dois) anos, levando em consideração quaisquer mudanças nas atividades prestadas ou nos níveis de remuneração utilizados pelo mercado.

Os conselheiros da Companhia poderão ter direito ao plano de opção baseado em ações, observados os regramentos definidos no plano mencionado na Política.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

A Companhia poderá reembolsar despesas gastas pelos conselheiros, com locomoção, acomodação, alimentação e/ou outras relacionadas ao comparecimento nas reuniões do Conselho de Administração, e que colaborem na prestação do auxílio às práticas da Companhia, mediante recebimento de comprovante do referido gasto pelo conselheiro e de acordo com a política de reembolsos da Companhia.

Como critério para o reajuste anual da remuneração dos demais órgãos da Administração, o Conselho considera: (i) meritocracia e (ii) análise da movimentação salarial apresentada pelas pesquisas de mercado realizadas anualmente por consultoria independente e especializada com empresas com filosofia de remuneração consistentes e similares, assim como concorrentes em recursos humanos.

Diretoria Executiva

Os diretores executivos da Companhia receberão um salário fixo mensal, definido de acordo com negociação individual com cada um dos diretores executivos, orientada dentre outros fatores, por pesquisas salariais conduzidas por consultorias especializadas independentes, principalmente envolvendo empresas de setor similar, observadas as disposições da Política.

Os diretores executivos da Companhia receberão valores a título de bônus da Companhia, nos limites estabelecidos na Política. Os diretores executivos da Companhia poderão ter direito ao plano de opção baseado em ações, observados o disposto na Política.

Os diretores executivos da Companhia poderão ser elegíveis aos seguintes benefícios: (i) plano de saúde; (ii) plano odontológico; (iii) vale alimentação/refeição; (iv) seguro de vida; (v) estacionamento; e (vi) treinamentos e cursos periódicos.

Membros dos Comitês

Os membros dos comitês da Companhia poderão ser elegíveis a uma remuneração fixa mensal ou por participação em reuniões, a ser definido pelo Conselho de Administração da Companhia.

Os membros dos Comitês que sejam também membros do Conselho de Administração não receberão remuneração adicional.

Conselheiros Fiscal

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia, se instalado, serão remunerados em conformidade com a legislação em vigor, portanto, dentro do valor global máximo aprovado em assembleia geral de acionistas.

(ii) qual a proporção de cada elemento na remuneração total

As tabelas abaixo apresentam a proporção prevista de cada elemento na composição da remuneração total para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de:

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

2019

	Remuneração Fixa	Remuneração Variável	Pós emprego	Remuneração baseada em ações	Total
Conselho de Administração	100%	-	-	-	100%
Diretoria	100%	-	-	-	100%
Conselho Fiscal	-	-	-	-	-
Comitê de Auditoria	-	-	-	-	-

2018

	Remuneração Fixa	Remuneração Variável	Pós emprego	Remuneração baseada em ações	Total
Conselho de Administração	100%	-	-	-	100%
Diretoria	100%	-	-	-	100%
Conselho Fiscal	-	-	-	-	-
Comitê de Auditoria	-	-	-	-	-

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

2017

	Remuneração Fixa	Remuneração Variável	Pós emprego	Remuneração baseada em ações	Total
Conselho de Administração	100%	-	-	-	100%
Diretoria	100%	-	-	-	100%
Conselho Fiscal	-	-	-	-	-
Comitê de Auditoria	-	-	-	-	-

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

O valor global máximo a ser pago aos administradores a título de remuneração é determinado pela Assembleia Geral de Acionistas, sendo que a remuneração global máxima observa os limites impostos pelo artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, assim como a remuneração individual dos membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal.

A Assembleia Geral de Acionistas fixa a remuneração global anual dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, assim como a dos membros do Conselho Fiscal, se instalado.

A remuneração do Conselho de Administração da Companhia será revisada ao menos a cada 2 (dois) anos, levando em consideração quaisquer mudanças nas atividades prestadas ou nos níveis de remuneração utilizados pelo mercado.

Como critérios para o reajuste anual da remuneração fixa dos demais órgãos da Administração, o Conselho considera: (i) meritocracia e (ii) análise da movimentação salarial apresentada pelas pesquisas de mercado realizadas anualmente por consultoria independente e especializada com empresas com filosofia de remuneração consistentes e similares, assim como concorrentes em recursos humanos.

A remuneração variável, por ser atrelada à participação nos resultados da Companhia, não possui um cálculo específico, mas tendem a alinhar de maneira mais próxima a atuação dos administradores aos interesses da Companhia.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

(iv) razões que justificam a composição da remuneração

As razões que justificam a composição da remuneração, paga aos administradores da Companhia, são incentivos para a melhoria de sua gestão e a retenção de executivos, de modo a maximizar a criação de valor ao nosso negócio, por meio de resultados consistentes e sustentáveis, tanto de médio quanto de longo prazo.

(v) a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

Entre 2017 e fevereiro de 2020, o Diretor Presidente da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") à época renunciou à remuneração como Presidente do Conselho de Administração, sendo apenas remunerado pela função de Diretor Presidente.

A partir de fevereiro de 2020 e até 31 de agosto de 2020, o Diretor da Companhia que cumulava o cargo de conselheiro desta, também renunciou à remuneração como membro do Conselho de Administração, sendo apenas remunerado pela função de Diretor pela controlada OP Pescada Óleo e Gás Ltda. Da mesma forma, os demais Diretores, a partir de fevereiro de 2020 e até 31 de agosto de 2020, renunciaram à sua remuneração na Companhia, sendo apenas remunerados por suas funções na controlada OP Pescada Óleo e Gás Ltda.

(c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

Para a parcela fixa da remuneração são consideradas pesquisas salariais do mercado, atreladas ao nível da responsabilidade da função exercida. Adicionalmente, é considerada a qualificação profissional para o exercício da função.

Os indicadores levados em consideração na determinação da remuneração variável fazem parte de um sistema de gestão de metas individuais e das intenções estratégicas da Companhia, que consideram os resultados corporativos e os resultados individuais.

As definições do planejamento estratégico da Companhia são consideradas na remuneração variável da Diretoria, englobando os resultados financeiros das respectivas áreas sob a responsabilidade dos administradores e os resultados financeiros consolidados da Companhia, como faturamento e lucratividade, bem como indicadores operacionais.

(d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

A remuneração dos conselheiros e diretores é composta por componentes fixos e variáveis. A remuneração variável está baseada no desempenho individual, no resultado operacional e financeiro da Companhia.

Desta forma, a composição da remuneração dos conselheiros e diretores refletirá o EBITDA da companhia e indicadores de negócios, tais como: os índices relacionados à produção dos campos, os índices de reposição de reservas, o lifting cost e os índices de redução de acidentes de trabalho. Além disso, cada diretoria terá metas próprias que estarão relacionadas à composição de times autogerenciáveis e de alta performance, e na satisfação dos mesmos com o clima organizacional.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

(e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo

A prática de remuneração da Companhia está estruturada para estimular os administradores a se manterem alinhados aos objetivos da organização e a buscar a realização das metas estabelecidas pelo Conselho de Administração. A porção fixa da remuneração busca reconhecer o valor dos cargos e contribuir para a retenção dos administradores, o que proporciona maior estabilidade e qualidade das atividades à Companhia e estará alinhada à pesquisas de mercado, de modo a cumprir com a criação de times autogerenciáveis e de alta performance. A porção variável proporciona compensação financeira aos diretores conforme as metas são atingidas, visando alinhar os objetivos da empresa e dos diretores na busca por maior eficiência e rentabilidade.

Nesse sentido, a Companhia entende que a composição da remuneração variável mencionada no item (d) acima permite ao atingimento dos seguintes objetivos de curto, médio e longo prazo da Companhia: (i) curto: Aumento do número de ativos da Companhia, através da estratégia de participação nos desinvestimentos da Petrobrás; (ii) Médio: Assegurar a retenção e o desenvolvimento de uma equipe de alta performance, na qual o líder atua como mentor direcionando seu time, para o alcance das metas corporativas; e (iii) Longo: Posicionamento estratégico da 3R Petroleum como maior operadora independente da América Latina;

(f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não é aplicável. A Companhia será responsável pelo pagamento da totalidade da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria. A identificação do tipo de remuneração recebida, segregada por órgão de administração, encontra-se descrita no item 13.15 deste Formulário de Referência.

(g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Atualmente, não há nenhuma remuneração ou benefício vinculado a um evento societário envolvendo a Companhia ou suas controladas.

(h) práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

(i) os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

Uma vez determinada a remuneração global pela Assembleia Geral, o Conselho de Administração é responsável por deliberar sobre a distribuição individual da remuneração do próprio Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal, se instalado, bem como por aprovar a remuneração do Comitê de Auditoria da Companhia.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos

O Conselho de Administração realiza pesquisas de mercado periódicas, com vistas a identificar os parâmetros de remuneração no segmento de atuação da Companhia e, caso necessário, contratam empresas de consultoria especializadas no tema em questão.

(iii) com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

O Conselho de Administração avaliará a adequação da Política no mínimo anualmente, de forma a verificar a aderência dela com as responsabilidades de cada administrador, com o negócio desenvolvido pela Companhia e com sua situação econômico-financeira no exercício social em questão.

13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2020 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5,70	4,00	0,00	9,70
Nº de membros remunerados	4,60	1,25	0,00	5,85
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.937.536,55	1.479.602,40	0,00	3.417.138,95
Benefícios direto e indireto	0,00	200.000,00	0,00	200.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	387.507,31	295.920,48	0,00	683.427,79
Descrição de outras remunerações fixas	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020.	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020.		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	5.606.264,30	0,00	5.606.264,30
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	
Total da remuneração	2.325.043,86	7.581.787,18	0,00	9.906.831,04

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,33	5,00	0,00	9,33
Nº de membros remunerados	3,33	2,00	0,00	5,33
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	302.400,00	721.159,20	0,00	1.023.559,20
Benefícios direto e indireto	0,00	108.969,96	0,00	108.969,96

Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	60.480,00	144.231,84	0,00	204.711,84
Descrição de outras remunerações fixas	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	
Total da remuneração	362.880,00	974.361,00	0,00	1.337.241,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2018 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5,00	5,17	0,00	10,17
Nº de membros remunerados	4,00	2,00	0,00	6,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	311.040,00	721.159,20	0,00	1.032.199,20
Benefícios direto e indireto	0,00	96.113,66	0,00	96.113,66
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	62.208,00	144.231,84	0,00	206.439,84
Descrição de outras remunerações fixas	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00

Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	
Total da remuneração	373.248,00	961.504,70	0,00	1.334.752,70

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5,00	5,33	0,00	10,33
Nº de membros remunerados	4,00	1,50	0,00	5,50
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	311.040,00	721.159,20	0,00	1.032.199,20
Benefícios direto e indireto	0,00	73.831,02	0,00	73.831,02
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	62.208,00	144.231,84	0,00	206.439,84
Descrição de outras remunerações fixas	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020	Outros: refere-se à contribuição patronal do INSS, conforme especificado no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00

Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	Conforme disposto no OFÍCIOCIRCULAR/CVM/SEP/Nº 02/2020, o número de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal (letra “b”) foram apurados de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais.	
Total da remuneração	373.248,00	939.222,06	0,00	1.312.470,06

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Remuneração variável prevista para o exercício social corrente (2020)

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,6	4,0	-	8,6
Nº de membros remunerados	0	1,25	-	1,25
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0	1.401.566,00	-	1.401.566,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0	5.606.264,30	-	5.606.264,30
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	0	4.312.511,00	-	4.312.511,00
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	-	-	-	-

Remuneração variável – exercício social encerrado em 31/12/2019

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5	1	-	6
Nº de membros remunerados	0	0	-	0
Bônus	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-
Participação nos resultados	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

Remuneração variável – exercício social encerrado em 31/12/2018

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5	1	-	6
Nº de membros remunerados	0	0	-	0
Bônus	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-
Participação nos resultados	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-

Remuneração variável – exercício social encerrado em 31/12/2017

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5	1	-	6
Nº de membros remunerados	0	0	-	0
Bônus	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-
Participação nos resultados	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

A Companhia aprovou na Assembleia Geral Extraordinária no dia 31 de agosto de 2020 o plano de remuneração baseado em ações ("Plano"), o qual possui os seguintes termos e condições:

(a) Termos e condições gerais

O Plano será administrado pelo Conselho de Administração, que poderá delegar tal função, em parte ou no todo, ao comitê, específico ou não, o qual será criado ou indicado para assessorar o Conselho de Administração na administração do Plano.

Na medida em que for permitido por lei e pelo Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração e/ou o comitê, conforme o caso, terão amplos poderes para tomar todas as medidas necessárias e adequadas para a administração do Plano, incluindo:

(a) analisar casos excepcionais decorrentes de, ou relacionados com o Plano;

(b) antecipar eventuais prazos de carência no âmbito do Plano ou de quaisquer dos Programas, inclusive na hipótese de término do vínculo dos Participantes com a Companhia;

(c) estabelecer critérios qualitativos e/ou quantitativos para a elegibilidade de Participantes e outorga de Opções;

(d) aprovar a emissão de novas Ações, dentro do limite do capital autorizado, para satisfazer o exercício do direito dos Participantes de receber Ações nos termos do Plano ou a alienação de Ações em tesouraria para o mesmo fim; e

(e) estabelecer e alterar os termos do Contrato de Opção a ser celebrado entre a Companhia e cada um dos Participantes.

No exercício de sua competência, o Conselho de Administração ou o comitê estará sujeito apenas aos limites estabelecidos em lei, na regulamentação da CVM e no Plano, ficando claro que o Conselho de Administração ou o comitê poderá tratar de maneira diferenciada os administradores e empregados da Companhia ou outras sociedades sob o seu controle que se encontrem em situação similar, não estando obrigado, por qualquer regra de isonomia ou analogia, a estender a todos as condições que entenda aplicável apenas a algum ou alguns a seu exclusivo critério. Ainda, importante ressaltar que quaisquer alterações serão discutidas em Reunião do Conselho de Administração.

As deliberações do Conselho de Administração ou do comitê têm força vinculante para a Companhia relativamente a todas as matérias relacionadas com o Plano.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

(b) Principais objetivos do plano

Aumentar o engajamento e senso de pertencimento dos administradores e colaboradores da Companhia ou de outras sociedades sob o seu controle direto ou indireto, sujeita a determinadas condições, com vistas a: (i) estimular a expansão, o êxito e a consecução dos objetivos sociais da Companhia e dos interesses de seus acionistas, incentivando, dessa forma, a integração desses executivos e empregados à Companhia; e (ii) possibilitar à Companhia obter e manter, de forma efetiva, os serviços de seus administradores e colaboradores.

(c) Forma como o plano contribui para esses objetivos

O Plano permite alinhar os interesses dos Participantes da Companhia beneficiados de acordo com o desempenho das ações de emissão da Companhia, com os interesses dos nossos investidores, diretamente beneficiados pelos resultados alcançados pela Companhia.

(d) Como o plano se insere na política de remuneração do emissor

O Plano possui função de incentivo no desempenho dos nossos administradores, podendo representar um ganho patrimonial adicional, sujeito às regras inerentes aos incentivos desta natureza e condicionado à valorização de nossas ações no longo prazo. Cabe frisar que o Plano possui caráter remuneratório para fins societários e tributários.

(e) Como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo

O Plano estimula o aprimoramento da administração no curto prazo, alinhando os interesses dos Participantes com os interesses da Companhia e de seus acionistas. Além disso, o Plano se insere na política da Companhia de atrair, motivar e assegurar a permanência de profissionais qualificados em nossa administração, incentivando-os a atingir e superar as metas estabelecidas, o que consideramos boa política para o compromisso de médio e longo prazo em relação ao desempenho da Companhia.

(f) Número máximo de ações abrangidas

Poderão ser outorgadas opções representativas de, no máximo, 2,5% (dois vírgula cinco por cento) das ações representativas do capital social da Companhia. Se o número de ações existentes da Companhia for aumentado ou diminuído como resultado de bonificações em ações, grupamentos ou desdobramentos, serão feitos ajustamentos apropriados no número de ações objeto dos Programas e Contratos que ainda não tenham sido transferidas aos Participantes.

(g) Número máximo de opções a serem outorgadas

Cada opção assegura ao Participante o direito de subscrever ou adquirir uma ação ordinária de emissão da Companhia. Portanto, poderão ser outorgadas opções representativas de, no máximo, 2,5% (dois virgula cinco por cento) das ações representativas do capital social da Companhia.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

(h) Condições de aquisição de ações

Quando do lançamento de cada Programa, o Conselho de Administração fixará os termos e as condições das Opções, os quais serão contemplados em contrato de outorga de opção de compra de Ações a ser celebrado entre a Companhia e cada um dos Participantes, sempre de acordo com o Plano e com o respectivo Programa.

O Participante adquirirá o direito de comprar ações de emissão da Companhia ao longo de determinado Período Aquisitivo (conforme termo definido abaixo). Esse direito será concedido de forma gradual ao longo de um período de 5 (cinco) anos a contar da data de admissão e/ou eleição de cada Participante na Companhia ("Período Aquisitivo"), de forma que, a cada ano do Período Aquisitivo, o Participante terá direito de (i) adquirir um determinado número de ações do lote total de ações ("Lote Anual"), (ii) além de também poder exercer o direito de adquirir um determinado número de ações referente aos Lotes Anuais incorporados ainda não exercidos, conforme descrito na tabela abaixo e observado o disposto nos respectivos contratos de opção.

Fica detalhada no quadro abaixo a quantidade de ações a que o Beneficiário terá direito de adquirir no prazo aqui previsto, mediante o efetivo exercício da Opção:

Quantidade de Ações Passíveis de Aquisição pelos Participantes	Período Aquisitivo			
	Primeiro aniversário da data de admissão e/ou eleição de cada Participante na Companhia	**Segundo aniversário da data de admissão e/ou eleição de cada Participante na Companhia**	**Terceiro aniversário da data de admissão e/ou eleição de cada Participante na Companhia**	**Quarto aniversário da data de admissão e/ou eleição de cada Participante na Companhia**
% das ações "incorporadas" passíveis de serem compradas	0%	50%	+25%	+25%
% **total** das ações	0%	50%	75%	100%

O "primeiro aniversário", "segundo aniversário", "terceiro aniversário" e "quarto aniversário" significam, respectivamente, (i) decorridos 12 (doze) meses; (ii) decorridos 24 (vinte e quatro) meses; (iii) decorridos 36 (trinta e seis) meses; e (iv) decorridos 48 (quarenta e oito) meses.

(i) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

O preço de exercício será determinado pelo Conselho de Administração ao tempo do lançamento do programa aplicável, utilizando por base, para o primeiro programa, o valor em moeda corrente compreendido entre (A) o valor da precificação inicial da Companhia na sua oferta inicial de ações em ambiente bursátil e (B) esse mesmo valor do item (A) submetido a um desconto de 25% (vinte e cinco por cento).

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

(j) Critérios para fixação do prazo de exercício

O Participante poderá exercer, total ou parcialmente, a opção de compra das ações incorporadas ao longo do período de 5 (cinco) anos a contar da data da assinatura do respectivo contrato de opção.

(k) Forma de liquidação

O Preço do Exercício deverá ser pago à Companhia na forma e nos prazos estabelecidos em cada Programa, com recursos próprios dos Participantes. A Companhia entregará as Ações cumprido o término do período de carência aplicável e observadas as regras contidas em cada Contrato de Opção.

(l) Restrições à transferência das ações

Não há qualquer restrição à transferência das ações no Plano. O Conselho de Administração ou o Comitê, conforme o caso, terão amplos poderes, respeitados os termos do Plano e, no caso do Comitê, as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração para definir quaisquer restrições à transferência das ações caso aplicável.

(m) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

O Plano vigorará até a Assembleia Geral definir e aprovar um novo plano ou até a decisão da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração de encerrar o Plano.

(n) Efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

O Conselho de Administração ou o Comitê, conforme o caso, estabelecerão, em cada Programa, as regras aplicáveis aos casos de desligamento de Participantes da Companhia, em virtude do término do contrato de trabalho, término de mandato, destituição ou renúncia ao cargo executivo, bem como aos casos de aposentadoria, invalidez permanente ou falecimento de Participantes.

Observado o que vier a ser aprovado pelo Conselho de Administração, no caso de membro da administração Participante, a sua destituição do cargo por justa causa acarretará na extinção automática, de pleno direito, independentemente de aviso prévio ou indenização, de todas as Opções de Compra de Ações que lhe tenham sido outorgadas, mas ainda não sejam exercíveis.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

Nos casos de (i) renúncia do cargo, (ii) destituição do cargo sem justa causa, incluídas nessa alternativa as hipóteses de destituição por motivo de conflito ou impedimento ou (iii) falecimento, poderá o Conselho de Administração estabelecer, nos respectivos Programas, os critérios para aceleração do Período Aquisitivo ainda não iniciado ou não concluído, conforme o caso, de forma proporcional, permitindo ao Participante ou aos seus sucessores, caso exerçam as suas respectivas opções, adquirir quantidade de ações objeto do Contrato de outorga de Opção de Compra de Ações proporcionais ao período de permanência no cargo, considerando nesse cômputo a quantidade corrida de dias trabalhados a contar da data de eleição do conselheiro/diretor em questão e um período base total de 1.440 (mil, quatrocentos e quarenta) dias, equivalente a 48 (quarenta e oito) meses. Observado o que vier a ser aprovado pelo Conselho de Administração, no caso de empregado Participante, o rompimento do vínculo empregatício, pela Companhia, por justa causa acarretará na extinção automática, de pleno direito, independentemente de aviso prévio ou indenização, de todas as Opções de Compra de Ações que lhe tenham sido outorgadas, mas ainda não sejam exercíveis.

Nos casos de (i) término do vínculo empregatício por solicitação do Participante, (ii) término do vínculo empregatício, pela Companhia, sem justa causa, (iii) aposentadoria, (iv) invalidez permanente ou (v) falecimento, poderá o Conselho de Administração estabelecer, nos respectivos Programas, os critérios para aceleração do Período Aquisitivo ainda não iniciado ou não concluído, conforme o caso, de forma proporcional, permitindo ao Participante ou aos seus sucessores, caso exerçam as suas respectivas Opções de Compras de Ações, adquirir quantidade de ações objeto do Contrato de Opção proporcionais ao período de duração do vínculo empregatício, considerando nesse cômputo a quantidade corrida de dias trabalhados a contar da data de celebração do contrato de trabalho do Participante em questão e um período base total de 1.440 (mil, quatrocentos e quarenta) dias, equivalente a 48 (quarenta e oito) meses.

13.5 - Remuneração Baseada em Ações

13.5 – Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Nenhuma opção de compra de ações foi outorgada pela Companhia aos seus administradores e não houve qualquer exercício de opção de compra de ações pelos administradores da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

A Companhia aprovou em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, a instituição de um Plano de Opções de Compra de Ações ("Plano"), no entanto até o momento não houve nenhuma outorga de opções nos termos do Plano.

13.6 - Opções em Aberto

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatuária

Em referência à Companhia, o item é não é aplicável, tendo em vista que não havia qualquer opção em aberto detida pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária da Companhia ao final do último exercício social.

13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária

Não houve exercício de opções e/ou entrega de ações de emissão da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. nos exercícios sociais de 2017, 2018 e 2019.

13.8 - Precificação Das Ações/opções

13.8 – Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções

(a) Modelo de precificação

Não aplicável, tendo em vista que não há dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7.

(b) Dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, ponderado das ações, preço do exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Não aplicável, tendo em vista que não há dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7.

(c) Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não aplicável, tendo em vista que não há dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7.

(d) Forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável, tendo em vista que não há dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7.

(e) Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável, tendo em vista que não há dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7.

13.9 - Participações Detidas Por Órgão

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

		31/12/2019			
Sociedade	**Categoria**	**Conselho de Administração**	**Diretoria Estatutária**	**Conselho Fiscal**	**Total**
3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Ações Ordinárias	0	1.066.021	0	1.066.021

13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. não oferece planos de previdência aos seus membros do Conselho de Administração e/ou aos Diretores Estatutários.

13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Nº de membros	5,00	5,17	5,33	4,33	5,00	5,00	0,00	0,00	0,00
Nº de membros remunerados	2,00	2,00	1,50	3,33	4,00	4,00	0,00	0,00	0,00
Valor da maior remuneração(Reais)	948.093,02	941.338,99	929.526,36	108.972,97	93.312,00	93.312,00	0,00	0,00	0,00
Valor da menor remuneração(Reais)	26.267,98	20.165,72	9.695,70	108.972,97	93.312,00	93.312,00	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneração(Reais)	487.180,50	480.752,35	626.148,04	108.972,97	93.312,00	93.312,00	0,00	0,00	0,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2019	O cálculo da remuneração média não considera os administradores que renunciaram à remuneração, em cumprimento ao disposto no Ofício-Circular 2/2020
31/12/2018	O cálculo da remuneração média não considera os administradores que renunciaram à remuneração, em cumprimento ao disposto no Ofício-Circular 2/2020
31/12/2017	O cálculo da remuneração média não considera os administradores que renunciaram à remuneração, em cumprimento ao disposto no Ofício-Circular 2/2020

Conselho de Administração	
31/12/2019	Foram excluídos dos cálculos de remuneração mínima, média, e máxima os administradores que exerceram o cargo por menos de 12 meses. Permanência no cargo do membro com maior remuneração: 12 meses.
31/12/2018	Foram excluídos dos cálculos de remuneração mínima, média, e máxima os administradores que exerceram o cargo por menos de 12 meses. Permanência no cargo do membro com maior remuneração: 12 meses.
31/12/2017	Foram excluídos dos cálculos de remuneração mínima, média, e máxima os administradores que exerceram o cargo por menos de 12 meses. Permanência no cargo do membro com maior remuneração: 12 meses.

Conselho Fiscal

13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

A Companhia, a fim de dar maior segurança a sua administração original, poderá prever contratualmente as seguintes hipóteses de recebimento de indenização em caso de demissão e/ou destituição do cargo, exceto se por justa causa, bem como em caso de condenação por decisão transitada em julgado em segunda instância por qualquer descumprimento ou violação das Leis Anticorrupção, ou em caso de desligamento voluntário e/ou renúncia:

(i) certas condições indenizatórias caso a demissão e/ou destituição ocorra dentro do período de 4 (quatro) anos a contar da sua contratação e/ou posse no respectivo cargo na administração da Companhia; ou

(ii) certas condições indenizatórias diferentes daquelas mencionadas em (i) acima caso a demissão e/ou destituição aqui mencionada ocorra após o período de 4 (quatro) anos a contar da sua contratação e/ou posse no respectivo cargo na administração da Companhia.

Nesses casos, o pagamento deverá ser realizado em 5 (cinco) parcelas iguais e semestrais, a contar da data da demissão e/ou destituição, independentemente de quando ocorridas estas, sendo certo que (i) a primeira parcela será devida na data da demissão e/ou destituição; e (ii) as demais parcelas deverão ser reajustas pelo IPCA.

Na data de apresentação deste Formulário de Referência, apenas um membro da administração da Companhia detém o mecanismo de remuneração supramencionado.

13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Exercício encerrado em 31/12/2019	0.0%	100%	0.0%
Exercício encerrado em 31/12/2018	0.0%	100%	0.0%
Exercício encerrado em 31/12/2017	0.0%	100%	0.0%

13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Os administradores e membros do conselho fiscal da Companhia não recebem qualquer remuneração em virtude de qualquer razão que não a função que ocupam.

13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

Exercício social 2019 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	196.000,00	4.801.912,16	-	-
Sociedade sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2019 – demais remuneração recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	210.364,58*	-	-
Sociedade sob controle comum	-	-	-	-

*Remuneração recebida em função do cargo na controlada da Companhia

Exercício social 2018 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	2.971.812,48	-	2.971.812,48
Sociedade sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2018 – demais remuneração recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	195.952,05*	-	-
Sociedade sob controle comum	-	-	-	-

*Remuneração recebida em função do cargo na controlada da Companhia

13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor

Exercício social 2017 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	2.755.247,39	N/A	2.755.247,39
Sociedade sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2017 – demais remuneração recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	153.316,77*	-	-
Sociedade sob controle comum	-	-	-	-

*Remuneração recebida em função do cargo na controlada da Companhia

13.16 - Outras Informações Relevantes

13.16 - Outras informações relevantes

Em complemento às informações apresentadas no item 13.7, apesar de não ter havido nenhuma remuneração baseada em ações nos últimos 3 (três) exercícios sociais da Companhia, foram exercidas em 4 de agosto de 2020 por 3 (três) atuais Diretores Estatutários da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("3R Óleo e Gás") opções de compra de 2.395.505 (dois milhões, trezentos e noventa e cinco mil, quinhentos e cinco) ações ordinárias de emissão de emissão da 3R Petroleum e Participações S.A.

Ademais, em relação aos membros do Conselho de Administração da Companhia, um de seus membros exerceu uma opção de compra, passando a ser detentor de 1.186.813 (um milhão, cento e oitenta e seis mil, oitocentos e treze) ações de emissão da 3R.

Ainda, em 4 de agosto de 2020, foram exercidas opções de compra, totalizando 949.312 (novecentos e quarenta e nove mil, trezentos e doze) ações de emissão da 3R, por 2 (dois) empregados da controlada da 3R, SPE 3R.

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

14. Recursos humanos

14.1 - Descrições dos recursos humanos

As informações abaixo se referem as informações consolidadas da Companhia e suas controladas.

(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Atividade	Exercício Corrente - 30/06/2020		
	RJ	RN	Total
Administrativo	7	0	7
Diretoria/executivo	9	0	9
Conselheiro	8	0	8
Especialista	4	1	5
Gerente	6	1	7
Operacional	0	1	1
Coordenador	2	0	2
Técnico	0	2	2
Compliance(1)	0	0	0
Controles Internos e Riscos Corporativos(2)	0	0	0
Total	**36**	**5**	**41**

(1) A Companhia aprovou em Reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de agosto de 2020, a função de Compliance, a qual será exercida por 2 membros, após a concessão pela CVM do registro de companhia aberta. Na data de referência deste Formulário de Referência, 30 de junho de 2020, não havia membros desempenhando a função de Compliance.

(2) A Companhia aprovou em Reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de agosto de 2020, a função de Controles Internos e Riscos Corporativos, a qual será exercida por 2 membros, após a concessão pela CVM do registro de companhia aberta. Na data de referência deste Formulário de Referência, 30 de junho de 2020, não havia membros desempenhando a função de Controles Internos e Riscos Corporativos.

Atividade	31/12/2019		
	RJ	RN	Total
Administrativo	7	0	7
Diretoria/executivo	10	0	10
Conselheiro	5	0	5
Especialista	3	0	3
Gerente	6	0	6
Operacional	0	0	0
Coordenador	1	0	1
Técnico	1	1	2
Compliance(1)	0	0	0
Controles Internos e Riscos Corporativos(2)	0	0	0
Total	**33**	**1**	**34**

(1) Em 31 de dezembro de 2019, não havia membros desempenhando a função de Compliance.

(2) Em 31 de dezembro de 2019, não havia membros desempenhando a função de Controles Internos e Riscos Corporativos.

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

Atividade	31/12/2018				
	RJ	RN	ES	PI	Total
Administrativo	13	0	1	0	14
Diretoria/executivo	6	0	0	0	6
Conselheiro	5	0	0	0	5
Especialista	5	0	0	0	5
Gerente	8	0	0	1	9
Operacional	0	0	0	0	0
Coordenador	1	0	0	0	1
Técnico	8	1	0	0	9
Compliance(1)	0	0	0	0	0
Controles Internos e Riscos Corporativos(2)	0	0	0	0	0
Total	**46**	**1**	**1**		**49**

(1) Em 31 de dezembro de 2018, não havia membros desempenhando a função de Compliance.

(2) Em 31 de dezembro de 2018, não havia membros desempenhando a função de Controles Internos e Riscos Corporativos.

Atividade	31/12/2017				
	RJ	RN	ES	PI	Total
Administrativo	13	0	1	0	14
Diretoria/executivo	5	0	0	0	5
Conselheiro	5	0	0	0	5
Especialista	5	0	0	0	5
Gerente	8	0	0	1	9
Operacional	0	0	0	0	0
Coordenador	1	0	0	0	1
Técnico	8	1	0	0	9
Compliance(1)	0	0	0	0	0
Controles Internos e Riscos Corporativos(2)	0	0	0	0	0
Total	45	1	1	1	48

(1) Em 31 de dezembro de 2017, não havia membros desempenhando a função de Compliance.

(2) Em 31 de dezembro de 2017, não havia membros desempenhando a função de Controles Internos e Riscos Corporativos.

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Tipos de Terceiros	Exercício Corrente - 30/06/2020						
	RJ	RN	BA	ES	MA	PI	Total
Administrativo Financeiro	23	19	4	2	2	0	50
Jurídico	22	0	0	0	0	0	22
Operação/Corpo Técnico	3	73	2	0	0	0	78
Auditoria Interna(1)	0	0	0	0	0	0	0

(1) A Companhia aprovou em Reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de agosto de 2020, a contratação da PP&C Auditores Independentes para exercer a função de Auditoria Interna, a qual será exercida por 2 membros, após a concessão pela CVM do registro de companhia aberta. Na data de referência deste Formulário de Referência, 30 de junho de 2020, não havia membros desempenhando a função de Auditoria Interna.

Tipos de Terceiros	31/12/2019						
	RJ	RN	BA	ES	MA	PI	Total
Administrativo Financeiro	25	7	6	2	4	2	46
Jurídico	28	0	0	0	0	0	28
Operação/Corpo Técnico	27	3	0	0	37	37	104
Auditoria Interna(1)	0	0	0	0	0	0	0

(1) Em 31 dezembro de 2019, não havia membros desempenhando a função de Auditoria Interna.

Tipos de Terceiros	31/12/2018						
	RJ	RN	BA	ES	MA	PI	Total
Administrativo Financeiro	31	5	6	1	7	5	55
Jurídico	32	0	2	0	0	0	34
Operação/Corpo Técnico	22	2	1	0	72	72	169
Auditoria Interna(1)	0	0	0	0	0	0	0

(1) Em 31 de dezembro de 2018, não havia membros desempenhando a função de Auditoria Interna.

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

Tipos de Terceiros	31/12/2017						
	RJ	RN	BA	ES	MA	PI	Total
Administrativo Financeiro	21	12	4	3	5	1	46
Jurídico	22	0	0	0	0	0	22
Operação/Corpo Técnico	21	2	0	0	26	19	68
Auditoria Interna[1]	0	0	0	0	0	0	0

(1) Em 31 de dezembro de 2017, não havia membros desempenhando a função de Auditoria Interna.

(c) índice de rotatividade

Exercício Corrente - 30/06/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
9,5%	24,5%	3%	2,5%

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

A Companhia realizou demissões em 2019, tanto no nível da holding quanto no nível das controladas, em razão da reestruturação da sociedade após aquisição pela Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda., em 18 fevereiro de 2020.

14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

(a) política de salários e remuneração variável

A Companhia considera sua política de Recursos Humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial, visando assegurar: remuneração em linha com o mercado; condições de atrair e reter os profissionais para a Companhia; definição de uma estrutura de cargos e salários adequada aos processos organizacionais e o fornecimento de uma base de conduta para que o colaborador conheça suas atribuições e responsabilidades.

(b) política de benefícios

A Companhia não possui uma política unificada de benefícios, adotando políticas regionais ou locais, conforme o caso e sempre em observância à legislação aplicável.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores, identificando: (i) grupo de beneficiários; (ii) condições para exercício; (iii) preço de exercício; (iv) prazo de exercício; e (v) quantidade de ações comprometidas pelo plano:

A Companhia não possuía plano de outorga de opções de ações nos três últimos exercícios sociais. Em 31 de agosto de 2020, foi aprovado um plano de outorga de opções de ações, cujos detalhes estão descritos no item 13.4 deste Formulário de Referência, sem que tenha havido outorga até o momento.

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

A Companhia realiza suas negociações sindicais com o Sinditob (Sindicato dos Trabalhadores *offshore* do Brasil) desde o ano de 2015.

Adicionalmente, não houve nos 3 (três) últimos exercícios sociais nenhuma greve ou paralisação das atividades da Companhia e de suas controladas.

14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos

14.5 - Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 14.

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
STARÔNIX AG					
36.660.394/0001-51	Suiça	Não	Sim	31/08/2020	
Sim	Mirian Josa		Fisica	245.657.538-55	
1.189.074	100,000%	0	0,000%	1.189.074	100,000%
OUTROS					
0	0,000%	0	0,000%	0	0,000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000%	0	0,000%	0	0,000%
TOTAL					
1.189.074	100,000%	0	0,000%	1.189.074	100,000%

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
STARÔNIX AG				**36.660.394/0001-51**	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
STARBOARD SPECIAL SITUATIONS II FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES MULTIESTRATÉGIA					
29.226.564/0001-29	Brasileiro	Não	Sim	13/11/2018	
Não					
100	100,000	0	0,000	100	100,000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					
100	100,000	0	0,000	100	100,000

1018

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
STARBOARD SPECIAL SITUATIONS II FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES MULTIESTRATÉGIA				**29.226.564/0001-29**	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
STARBOARD ASSET LTDA.					
15.032.609/0001-10	Brasileira	Não	Não	17/06/2020	
Não					
100	100,000	0	0,000	100	100,000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					
100	100,000	0	0,000	100	100,000

1019

15.3 - Distribuição de Capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	31/08/2020
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

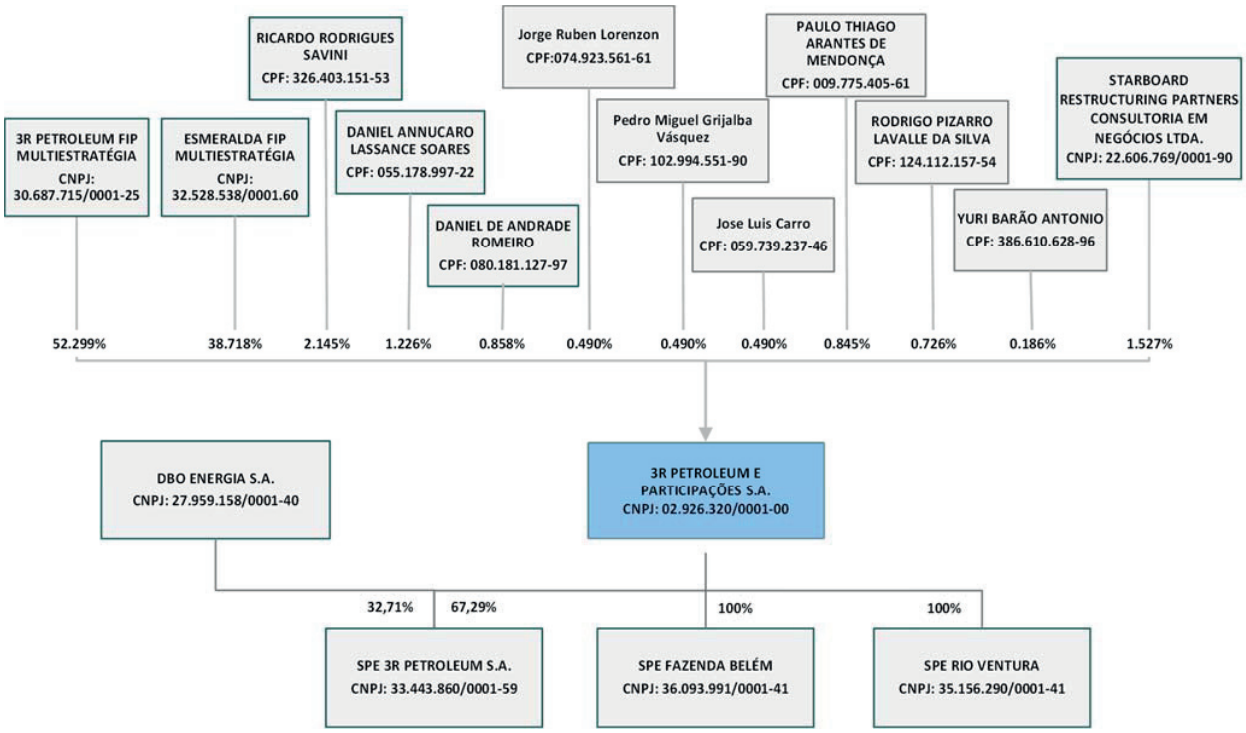
Quantidade ordinárias (Unidades)	0	0,000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000%
Total	0	0,000%

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

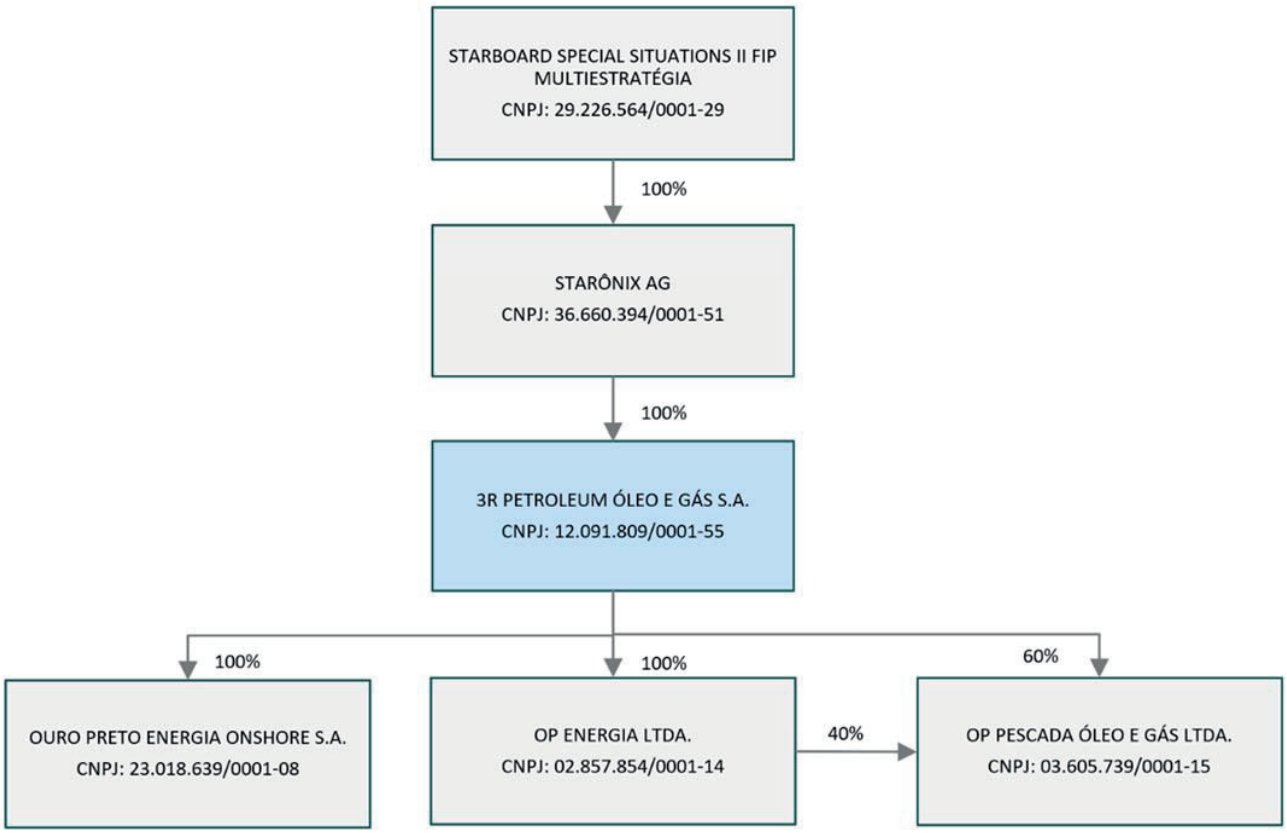
(i) Organograma na data deste Formulário de Referência

a) Organograma da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R")



15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

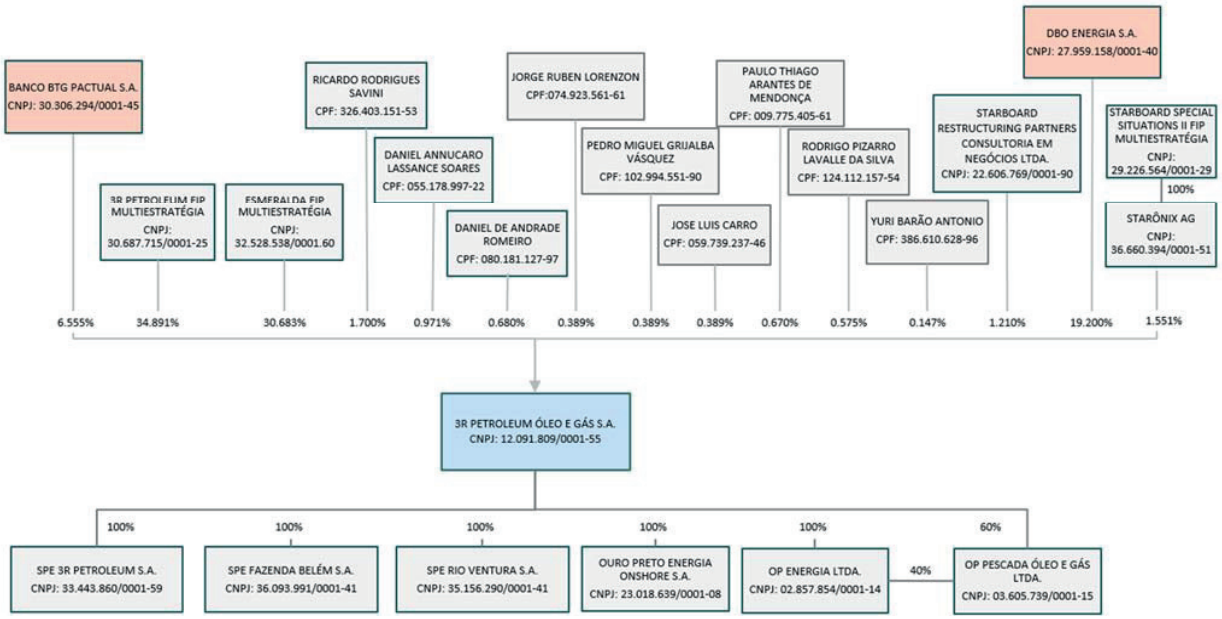
b) Organograma da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia")



* De modo a simplificar a estrutura societária das atividades do grupo econômico da Companhia, assegurando maior eficiência e racionalização administrativa, mediante aproveitamento de sinergias operacionais e otimização de recursos, a StarÔnix AG poderá ser extinta.

15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico

(ii) Organograma pós concessão do registro da oferta da Companhia



* Após cisão desproporcional do 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, o Banco BTG Pactual S.A. ou sua afiliada, passará a ser, após o cumprimento de determinadas condições precedentes, acionista da Companhia (vide item 15.8 do Formulário de Referência). ** Posteriormente à incorporação da 3R, a DBO Energia S.A. ("DBO") passará a ser acionista da Companhia, por meio de um aumento de capital com a emissão de novas ações, as quais serão integralizadas com aquelas detidas pela DBO na SPE 3R Petroleum S.A. (vide item 15.8 do Formulário de Referência).

15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não aplicável, tendo em vista que não há acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia, bem como não há pretensão de celebração de novo Acordo de Acionistas pós realização da Oferta.

15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

Em 18 fevereiro de 2020, a Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda. ("Ônix") concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. (antiga denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) ("Companhia") detidas pelo Angel Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, e tornou-se a única acionista da Companhia.

Em 30 junho de 2020, foi aprovada pelos acionistas da Companhia a incorporação reversa da Ônix pela Companhia, que a sucedeu a título universal em todos os direitos e obrigações.

Em 04 de agosto de 2020, os acionistas da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e celebrar todos os atos e documentos necessários em linha com o laudo de avaliação a ser preparado pela empresa avaliadora, o que a Companhia espera que ocorra em novembro de 2020.

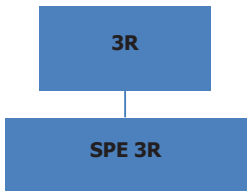
Em 31 de agosto de 2020, de igual forma, os acionistas da Companhia concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e celebrar todos os atos e documentos necessários em linha com o laudo de avaliação a ser preparado pela empresa avaliadora.

No momento da incorporação, os acionistas da 3R receberão ações da Companhia e, por conseguinte, nenhum acionista deterá mais de 50% (cinquenta por cento) das ações de emissão da Companhia individualmente.

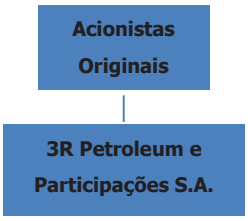
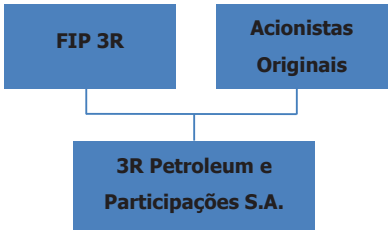
15.7 - Principais Operações Societárias

15.7 - Principais operações societárias

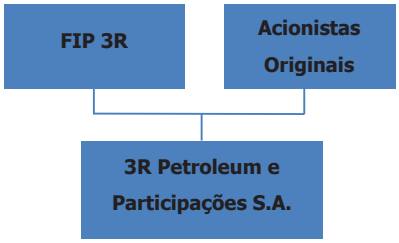
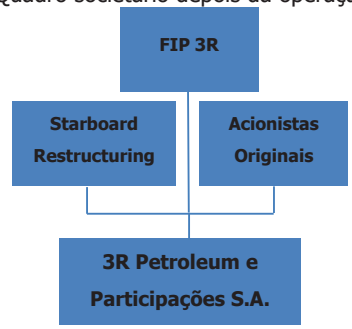
3R Petroleum e Participações S.A. ("3R")

(a) evento	**Aquisição das ações da SPE 3R pela 3R**	
(b) principais condições do negócio	Em 17 de julho de 2019, a 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da SPE 3R Petroleum S.A. ("SPE 3R") e tornou-se sua única acionista.	
(c) sociedades envolvidas	3R e SPE 3R.	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência, a SPE 3R passou a ser uma subsidiária integral da 3R.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável.	

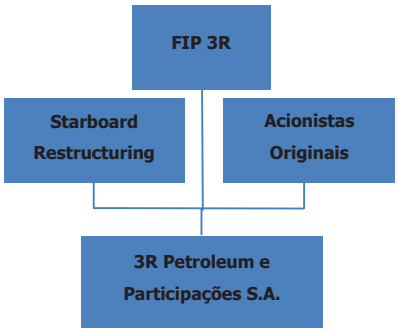
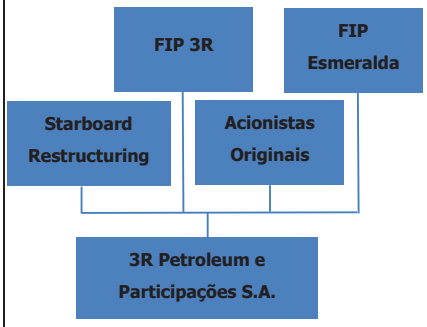
15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Aumento de Capital da 3R com subscrição de ações pelo FIP 3R**	
(b) principais condições do negócio	Em 05 de agosto de 2019, a 3R deliberou pelo aumento de seu capital social, no valor de R$116.800.000,00 (cento e dezesseis milhões e oitocentos mil reais), sendo tal aumento subscrito pelo 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R"). Tal transação foi aprovada em sede de Assembleia Geral da 3R e resultou na subscrição de um total de 80.090.800 (oitenta milhões, noventa mil e oitocentas) ações da 3R, pelo preço de emissão de R$1,458344778676202 por ação.	
(c) sociedades envolvidas	3R, FIP 3R, Ricardo Rodrigues Savini, Daniel Annucaro Lassance Soares e Daniel Andrade Romeiro (em conjunto com Ricardo Rodrigues Savini e Daniel Annucaro Lassance Soares "Acionistas Originais")	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida subscrição de ações, o FIP 3R passou a deter o controle da 3R.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os Acionistas Originais renunciaram ao seu direito de preferência.	

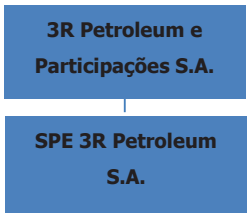
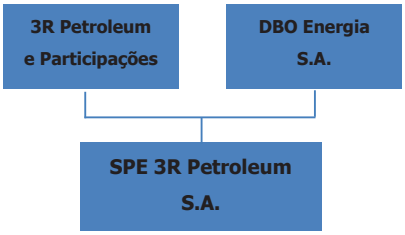
15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Aumento de Capital da 3R com subscrição de ações pela Starboard Restructuring**	
(b) principais condições do negócio	Em 10 de fevereiro de 2020, os acionistas da 3R deliberaram pelo aumento de seu capital social no valor total de R$4.995.700,00 (quatro milhões, novecentos e noventa e cinco mil e setecentos reais), sendo tal aumento subscrito pela Starboard Restructuring Partners Consultoria em Negócios Ltda. ("Starboard Restructuring"). Tal transação foi aprovada em sede de Assembleia Geral da 3R e resultou na subscrição de um total de 2.143.312 (dois milhões, cento e quarenta e três mil, trezentos e doze) ações da 3R ao preço de emissão de R$2,33083191 por ação.	
(c) sociedades envolvidas	3R, FIP 3R, Starboard Restructuring e Acionistas Originais.	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida subscrição de ações, a Starboard Restructuring passou a ser acionista da 3R.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram ao seu direito de preferência.	

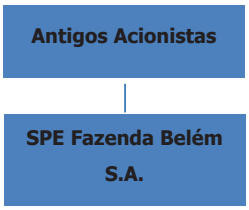
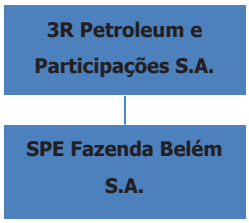
15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Aumento de Capital da 3R com subscrição de ações pelo FIP Esmeralda**	
(b) principais condições do negócio	Em 10 de fevereiro de 2020, os acionistas da 3R deliberaram pelo aumento de seu capital social no valor total de R$143.333.333,33 (cento e quarenta e três milhões, trezentos e trinta e três mil, trezentos e trinta e três reais e trinta e três centavos), sendo tal aumento subscrito pelo Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda"). Tal transação foi aprovada em sede de Assembleia Geral da 3R e resultou na subscrição de um total de 49.580.919 (quarenta e nove milhões, quinhentos e oitenta mil, novecentos e dezenove) ações de emissão da 3R pelo FIP 3R ao preço de emissão de R$2,89089706 por ação.	
(c) sociedades envolvidas	3R, FIP Esmeralda, FIP 3R, Starboard Restructuring e Acionistas Originais.	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida subscrição de ações, o FIP Esmeralda passou a deter uma participação equivalente a 36,56% (trinta e seis vírgula cinquenta e seis por cento) do capital social da 3R, exercendo o controle da 3R em conjunto com o FIP 3R.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram ao seu direito de preferência.	

15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Conversão das Debêntures DBO**	
(b) principais condições do negócio	Em 05 de junho de 2020, a DBO Energia S.A. ("DBO") realizou um aumento de capital social na SPE 3R, no valor de R$96.890.000,00 (noventa e seis milhões, oitocentos e noventa mil reais), mediante a conversão da totalidade das debêntures emitidas, em 05 de agosto de 2019, pela SPE 3R, passando a DBO a compor o quadro acionário da SPE 3R, com uma participação de 36,43% (trinta e seis vírgula quarenta e três por cento) do capital social da SPE 3R.	
(c) sociedades envolvidas	3R, DBO e SPE 3R.	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida conversão de debêntures, a DBO adquiriu participação relevante na SPE 3R.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual a 3R renunciou ao seu direito de preferência.	

15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Aquisição das ações da SPE Fazenda Belém pela 3R**	
(b) principais condições do negócio	Em 02 de julho de 2020, a 3R concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da SPE Fazenda Belém S.A. ("SPE Fazenda Belém") e tornou-se sua única acionista, pelo preço total de R$1.890,00 (um mil, oitocentos e noventa reais).	
(c) sociedades envolvidas	3R e SPE Fazenda Belém.	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência, a SPE Fazenda Belém passou a ser uma subsidiária integral da 3R.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável.	

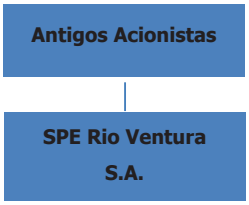
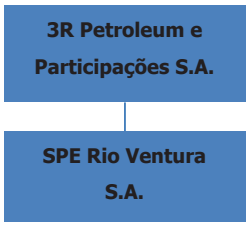
15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Aumento de Capital da 3R com subscrição de ações pelo FIP 3R**
(b) principais condições do negócio	Em 22 de julho de 2020, a 3R recebeu um aporte de capital, realizado pelo FIP 3R, no valor de R$27.160.000,00 (vinte e sete milhões cento e sessenta mil reais).
(c) sociedades envolvidas	3R, FIP Esmeralda, FIP 3R, Starboard Restructuring e Acionistas Originais.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida subscrição de ações, o FIP 3R passou a deter uma participação equivalente a 54,14% (cinquenta e quatro vírgula quatorze por cento) do capital social da 3R.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Não aplicável. Não houve alteração do quadro societário, apenas uma diluição proporcional dos demais acionistas.
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram ao seu direito de preferência.

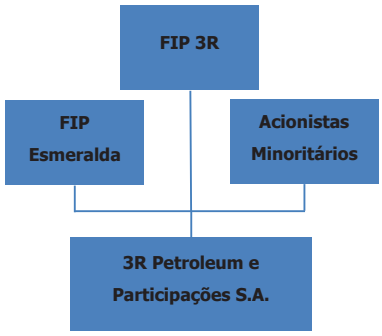
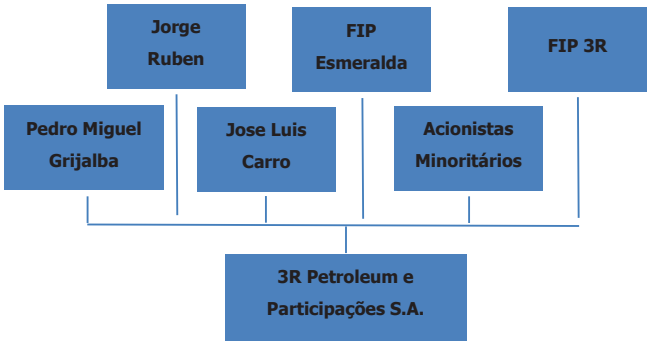
(a) evento	**Aumento de Capital da SPE 3R com subscrição de ações pela 3R**
(b) principais condições do negócio	Em 23 de julho de 2020, os acionistas da SPE 3R deliberaram pelo aumento de seu capital social no valor total de R$27.160.000,00 (vinte e sete milhões, cento e sessenta mil reais), sendo tal aumento subscrito pela 3R. Tal transação foi aprovada em sede de Assembleia Geral da SPE 3R e resultou na subscrição de um total de 25.493.241 (vinte e cinco milhões, quatrocentos e noventa e três mil, duzentos e quarenta e uma) ações da SPE 3R ao preço de emissão de R$1,065380 por ação.
(c) sociedades envolvidas	3R, SPE 3R e DBO.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida subscrição de ações, a 3R passou a deter uma participação equivalente a 67,29% (sessenta e sete vírgula vinte e nove por cento) do capital social da SPE 3R.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Não aplicável. Não houve alteração do quadro societário, apenas uma diluição proporcional da DBO.
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram ao seu direito de preferência.

15.7 - Principais Operações Societárias

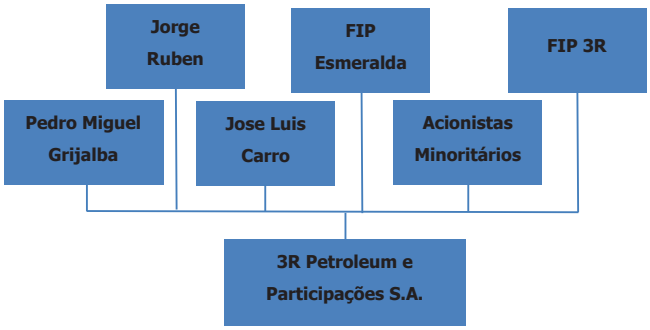
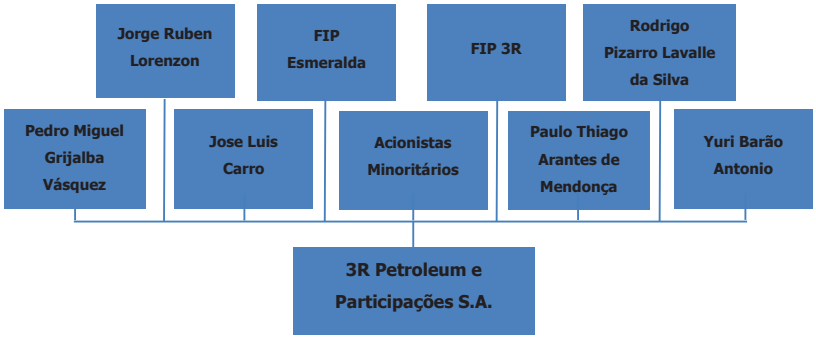
(a) evento	**Aumento de Capital da 3R com subscrição de ações pelo FIP Esmeralda II**
(b) principais condições do negócio	Em 03 de agosto de 2020, os acionistas da 3R deliberaram pelo aumento de seu capital social no valor total de R$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), mediante a emissão de 4.769.717 (quatro milhões, setecentos e sessenta e nove mil, setecentos e dezessete) ações da 3R ao preço de emissão de R$5,2414011146 por ação, as quais foram totalmente subscritas pelo FIP Esmeralda.
(c) sociedades envolvidas	3R, FIP Esmeralda, FIP 3R, Starboard Restructuring e Acionistas Originais.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida subscrição de ações, o FIP Esmeralda passou a deter uma participação equivalente a 38,718% (trinta e oito inteiros e setecentos e dezoito milésimos) do capital social da 3R, exercendo o controle da 3R em conjunto com o FIP 3R.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Não aplicável. Não houve alteração do quadro societário, apenas uma diluição proporcional dos demais acionistas da 3R.
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram ao seu direito de preferência.

(a) evento	**Aquisição das ações da SPE Rio Ventura pela 3R**	
(b) principais condições do negócio	Em 04 de agosto de 2020, a 3R concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da SPE Rio Ventura S.A. ("SPE Rio Ventura") e tornou-se sua única acionista, pelo preço total de R$1.400,00 (um mil e quatrocentos reais).	
(c) sociedades envolvidas	3R e SPE Rio Ventura.	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência, a SPE Rio Ventura passou a ser uma subsidiária integral da 3R.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável.	

15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Exercício dos Contratos de Opção de Compra de Ações I**
(b) principais condições do negócio	Em 04 de agosto de 2020, a 3R concluiu o exercício dos contratos de opção de compra de ações de sua emissão, concedidos a Jose Luis Carro, Jorge Ruben Lorenzon e Pedro Miguel Grijalba Vásquez, respectivamente em 06 de agosto de 2019, 20 de setembro de 2019 e 14 de novembro de 2019. Como consequência do referido exercício, Jose Luis Carro, Jorge Ruben Lorenzon e Pedro Miguel Grijalba Vásquez adquiriram da 3R, cada um, 688.214 (seiscentos e oitenta e oito mil, duzentos e quatorze) ações ordinárias de emissão da 3R, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionistas da companhia.
(c) sociedades envolvidas	3R.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência do referido exercício, Jose Luis Carro, Jorge Ruben Lorenzon e Pedro Miguel Grijalba Vásquez tornaram-se acionistas da 3R.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 
	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável.

15.7 - Principais Operações Societárias

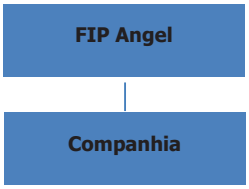
(a) evento	**Exercício dos Contratos de Opção de Compra de Ações II**
(b) principais condições do negócio	Em 04 de agosto de 2020, a 3R concluiu o exercício dos contratos de opção de compra de ações de sua emissão, concedidos a Paulo Thiago Arantes de Mendonça, Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva e Yuri Barão Antonio, respectivamente em 12 de fevereiro de 2020, 12 de fevereiro de 2020 e 06 de março de 2020, nos termos do plano de outorga de opção de compra de ações de emissão da 3R para administradores e empregados da 3R e de suas subsidiárias. Como consequência do referido exercício, Paulo Thiago Arantes de Mendonça, Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva e Yuri Barão Antonio adquiriram da 3R, respectivamente, 1.186.813 (um milhão, cento e oitenta e seis mil, oitocentos e treze), 1.019.077 (um milhão, dezenove mil e setenta e sete) e 261.098 (duzentos e sessenta e um mil e noventa e oito) ações ordinárias de emissão da 3R, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionistas da companhia.
(c) sociedades envolvidas	3R.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência do referido exercício, Paulo Thiago Arantes de Mendonça, Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva e Yuri Barão Antonio tornaram-se acionistas da 3R.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 
	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável.

15.7 - Principais Operações Societárias

(a) evento	**Integralização das Cotas do FIP 3R com Debêntures XP**
(b) principais condições do negócio	Em 25 de setembro de 2020, o XP Crédito Estruturado 360 Profissional Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado Longo Prazo ("XP 2") integralizou cotas do FIP 3R por meio de debêntures. A referida operação foi efetivada por meio das debêntures emitidas na forma da escritura de primeira emissão privada de debêntures simples, da espécie quirografária, em série única, da 3R. Ato contínuo, a XP 2 passou a ser titular de cotas do FIP 3R. Na mesma data, foi realizado um aumento de capital na 3R, o qual foi integralmente subscrito pelo FIP 3R mediante capitalização de créditos referentes à totalidade das debêntures referidas acima, sendo as debêntures canceladas e extintas de pleno direito.
(c) sociedades envolvidas	3R, FIP Esmeralda, FIP 3R, XP 2 e demais acionistas minoritários.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da transação descrita acima, a XP 2 recebeu cotas do FIP 3R, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes. Ato contínuo, o FIP 3R realizou um aumento de capital na 3R, mediante a capitalização de créditos referentes à totalidade das debêntures.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Não aplicável. Não houve alteração do quadro societário da 3R.
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram aos seus respectivos direitos de preferência.

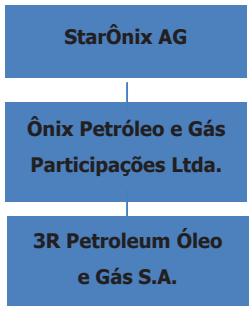
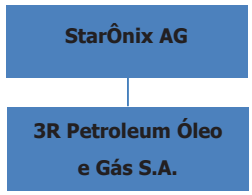
15.7 - Principais Operações Societárias

3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

(a) evento	**Aquisição das ações da Companhia pela Ônix**	
(b) principais condições do negócio	Em 18 fevereiro de 2020, a Ônix Petróleo e Gás Participações Ltda. ("Ônix") concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ouro Preto Óleo e Gás S.A. (antiga denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.") ("Companhia"), detidas pelo Angel Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Angel"), e tornou-se a única acionista da Companhia.	
(c) sociedades envolvidas	Companhia, Ônix e FIP Angel.	
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência a Ônix passou a ser a única acionista da Companhia.	
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 	Quadro societário depois da operação:
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Não aplicável.	

15.7 - Principais Operações Societárias

<table>
<tr><td>(a) evento</td><td colspan="2">Incorporação Reversa da Ônix pela Companhia</td></tr>
<tr><td>(b) principais condições do negócio</td><td colspan="2">Em 30 de junho de 2020, a Companhia aprovou em assembleia geral extraordinária a incorporação reversa, pela Companhia, da Ônix, sua única acionista.

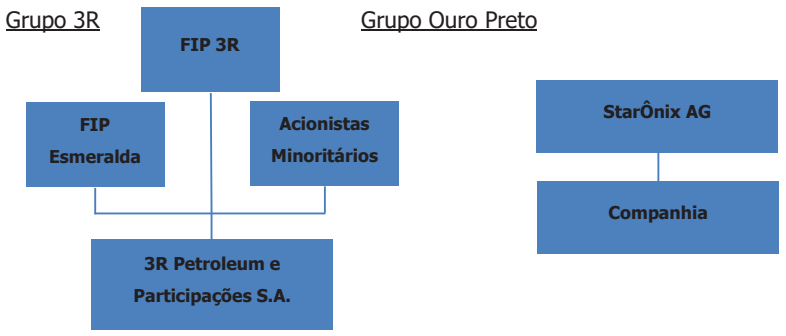
A então controladora indireta da Companhia, StarÔnix AG, recebeu em substituição às ações de emissão da Ônix, a totalidade das ações de emissão da Companhia. Ainda, a Companhia sucedeu a Ônix a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia.</td></tr>
<tr><td>(c) sociedades envolvidas</td><td colspan="2">Companhia, Ônix e StarÔnix AG.</td></tr>
<tr><td>(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário</td><td colspan="2">Como consequência, a Ônix foi incorporada pela Companhia, tendo suas ações canceladas, e a StarÔnix AG recebeu, em substituição às ações de emissão da Ônix, a totalidade das ações de emissão da Companhia.</td></tr>
<tr><td>(e) quadro societário antes e depois da operação</td><td>Quadro societário antes da operação:
 
</td><td>Quadro societário depois da operação:
 
</td></tr>
<tr><td>(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</td><td colspan="2">Aprovação em sede de Assembleia Geral, pela qual os acionistas da Ônix e da Companhia aprovaram o protocolo e justificação e a relação de troca das ações.</td></tr>
</table>

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

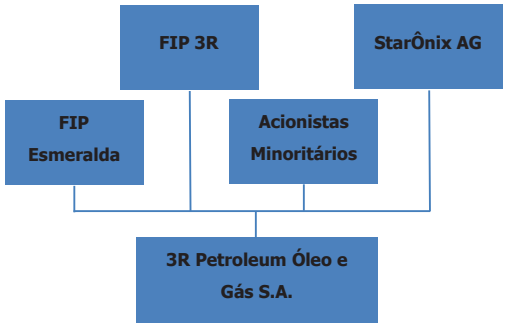
15.8 - Outras informações relevantes

Em complemento às informações fornecidas nos itens 6.3, 15.6 e 15.7, de modo a simplificar a estrutura societária do grupo econômico da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia"), assegurando maior eficiência e racionalização administrativa, mediante aproveitamento de sinergias operacionais e otimização de recursos, após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta pela CVM, a Companhia realizará a incorporação da 3R e sucederá a 3R a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações.

Abaixo, apresentamos maiores informações sobre a incorporação e as etapas societárias subsequentes. Para visualizar organograma completo após a incorporação, vide item 15.4.

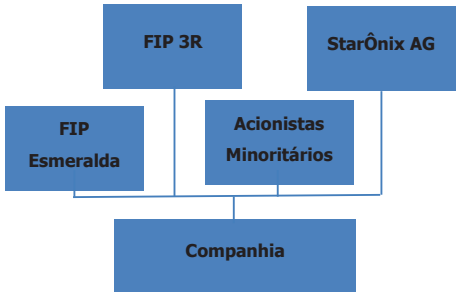
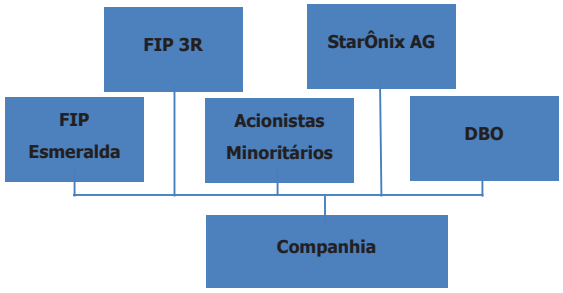
(a) evento	**Incorporação da 3R pela Companhia**
(b) principais condições do negócio	Em 04 de agosto de 2020, os acionistas da 3R concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia a celebrar todos os atos e documentos necessários em linha com o laudo de avaliação a ser preparado pela empresa avaliadora, o que deverá ocorrer em novembro de 2020. Em 31 de agosto de 2020, de igual forma, os acionistas da Companhia concordaram, de forma irrevogável e irretratável, em aprovar a incorporação da 3R pela Companhia e a celebrar todos os atos e documentos necessários em linha com o laudo de avaliação a ser preparado pela empresa avaliadora. Após a conclusão do referido processo de incorporação, os acionistas da 3R receberão ações da Companhia. Ainda, a Companhia sucederá a 3R a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia.
(c) sociedades envolvidas	Companhia, 3R, FIP Esmeralda, FIP 3R, StarÔnix AG e demais acionistas minoritários.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Os acionistas da 3R receberão ações da Companhia. Ainda, a Companhia sucederá a 3R a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro acionário antes da operação: 

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

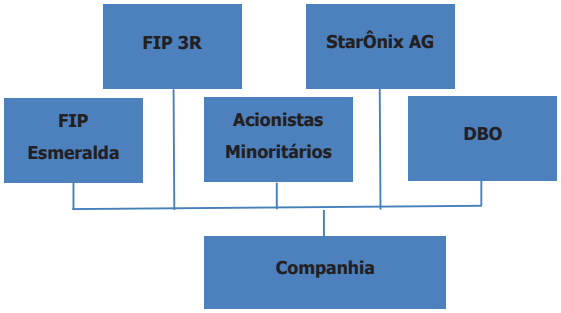
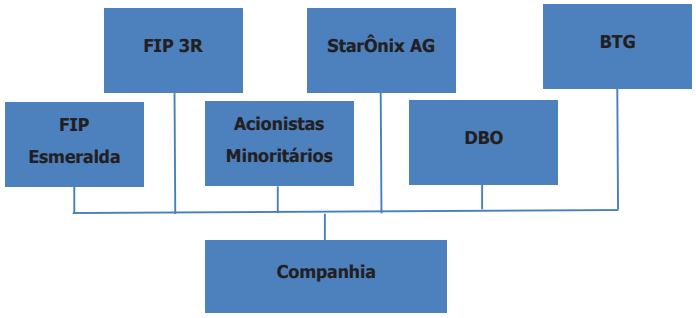
	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, pela qual os acionistas da 3R e da Companhia deverão aprovar o protocolo e justificação e a relação de troca das ações.

(a) evento	**Subscrição de Ações da Companhia pela DBO**
(b) principais condições do negócio	Posteriormente à incorporação da 3R, após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta, os acionistas da Companhia deverão aprovar em assembleia geral extraordinária a subscrição de ações da Companhia pela DBO Energia S.A. ("DBO"), por meio de um aumento de capital com a emissão de novas ações, as quais serão integralizadas com aquelas detidas pela DBO na SPE 3R Petroleum S.A. Como consequência da referida subscrição, a DBO deverá receber ações da Companhia, representantes de, aproximadamente, 19,2% (dezenove vírgula dois por cento) da participação acionária da Companhia, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionista da Companhia, e a SPE 3R tornar-se-á subsidiária integral desta.
(c) sociedades envolvidas	Companhia, FIP Esmeralda, FIP 3R, StarÔnix AG, DBO e demais acionistas minoritários.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida subscrição, a DBO deverá receber ações da Companhia, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionista da Companhia, e a SPE 3R tornar-se-á subsidiária integral da Companhia.

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 
	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram aos seus respectivos direitos de preferência.

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

(a) evento	**Cisão Desproporcional do FIP 3R – BTG Pactual**
(b) principais condições do negócio	Posteriormente à subscrição de ações da Companhia pela DBO, sem que seja caracterizada uma condição em si, o FIP 3R sofrerá uma cisão desproporcional, por meio da qual o Banco BTG Pactual S.A. ("BTG"), na qualidade de cotista do FIP 3R, ou uma afiliada do BTG, passará a ser, após a realização da oferta pública de ações, acionista da Companhia. Como consequência da referida cisão, o BTG ou sua afiliada deverá receber ações da Companhia, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionista da Companhia.
(c) sociedades envolvidas	Companhia, FIP Esmeralda, FIP 3R, StarÔnix AG, DBO, BTG e demais acionistas.
(d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Como consequência da referida cisão, o BTG ou sua afiliada deverá receber ações da Companhia, juntamente com todos os direitos, obrigações e vantagens a elas inerentes, tornando-se acionista da Companhia.
(e) quadro societário antes e depois da operação	Quadro societário antes da operação: 
	Quadro societário depois da operação: 
(f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Aprovação em sede de Assembleia Geral, na qual os demais acionistas renunciaram aos seus respectivos direitos de preferência.

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

Ausência de controle no Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia

Em complementação às informações prestadas nas seções 15.1/2 deste Formulário de Referência, a Companhia informa que a Starboard Asset Ltda. exerce a gestão do Starboard Special Situations II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, uma vez que o fundo não possui um cotista que o controle, considerando para estes fins o mesmo critério que, se fosse companhia aberta, seria suficiente para considerar a participação como de acionista controlador, ou seja, não há cotista (i) que seja titular de direitos de sócio que lhe assegurem, de modo permanente, a maioria dos votos nas deliberações da assembleia geral e o poder de eleger a maioria dos administradores da companhia; e (ii) que use efetivamente seu poder para dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da companhia, nos termos do artigo 116 da Lei nº 6.404/76.

16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

A Política de Transações com Partes Relacionadas e Demais Situações Envolvendo Conflito de Interesse da Companhia ("Política") foi devidamente aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia em 31 de agosto de 2020 e alterada em reunião do Conselho de Administração realizada em 13 de outubro de 2020, condicionada à concessão pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") do registro da oferta pública inicial de ações ordinárias da Companhia, visa assegurar que todas as decisões, especialmente aquelas relacionadas às transações com partes relacionadas e outras situações com potencial conflito de interesses envolvendo a Companhia, sejam tomadas em atenção aos interesses desta e de seus acionistas e, ainda, sejam conduzidas dentro de condições de mercado, prezando as melhores práticas de governança corporativa, com a devida transparência. A Política está ainda em consonância com todas as recomendações do Código Brasileiro de Governança Corporativa. A Política estará disponível no site: ri.3rpetroleum.com.br.

A Política define de forma objetiva conceitos sobre partes relacionadas e transações com partes relacionadas, além de estabelecer exigências mínimas de divulgação de informações sobre essas transações.

Os acionistas da Companhia, os administradores e suplentes desta e de suas controladas, bem como seus respectivos cônjuges ou companheiros(as), filhos(as), filhos(as) de seus cônjuges ou de companheiros(as), e seus dependentes ou os de respectivos cônjuges deverão informar o Departamento Jurídico da Companhia o Departamento de Relações com Investidores sobre quaisquer transações entre elas e a Companhia de que tenham ciência.

Se a transação informada for identificada como de fato uma transação com parte relacionada, segundo o julgamento realizado pelo Departamento Jurídico da Companhia e pelo Departamento de Relações com Investidores, a referida transação será submetida aos procedimentos descritos na Política, e caberá a ele informar à Diretoria ou o Conselho de Administração da Companhia, sobre a referida transação.

A Diretoria da Companhia classificará as transações com partes relacionadas em razão: (i) do montante envolvido; e (ii) de ser ou não operação no curso normal dos negócios, para determinar as instâncias competentes para sua análise e aprovação, na forma da referida Política.

Toda e qualquer operação ou conjunto de operações cujo valor seja igual ou superior, em um mesmo exercício, a R$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ("Montante Relevante") envolvendo a Companhia e qualquer Parte Relacionada deverá ser previamente aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, nos termos da Política. Por conseguinte, toda e qualquer operação ou conjunto de operações cujo valor seja inferior, em um mesmo exercício, a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) ("Montante Relevante") e esteja no curso normal dos negócios desta envolvendo a Companhia e qualquer Parte Relacionada deverá ser previamente aprovada pela Diretoria em decisão colegiada, nos termos da Política e do Estatuto Social da Companhia.

Na análise de transações com partes relacionadas, a Diretoria e o Conselho de Administração da Companhia, conforme o caso, deverão verificar se tais transações serão realizadas em condições comutativas e em observação às condições de mercado. Em sua análise, deverão observar os seguintes pontos:

(a) se há motivos claros que justifiquem a realização da transação com a parte relacionada; e

(b) se a transação é realizada em termos ao menos igualmente favoráveis à Companhia do que aqueles geralmente disponíveis no mercado ou aqueles oferecidos a ou por um terceiro não-relacionado com a Companhia, em circunstâncias equivalentes;

16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas

(c) os resultados de avaliações realizadas ou de opiniões emitidas por empresa especializada e independente, se houver; e

(d) observância aos princípios e regras da Política.

Ainda segundo a Política, são vedadas as seguintes transações com partes relacionadas:

(e) realizadas em condições que não sejam as condições de mercado; e

(f) a concessão direta de empréstimos ou operações de mútuo ou prestação de garantia (aval/fiança):

- aos administradores e membros dos conselhos fiscal ou administrativo ou comitês, estatuários ou não, e seus respectivos suplentes, bem como aos respectivos cônjuges, companheiros(as), descendentes ou descendentes dos respectivos cônjuges ou companheiros(as);

- aos parentes, até o 2º (segundo) grau, das pessoas mencionadas acima; e

- aos acionistas, pessoas naturais ou jurídica, ou pessoas jurídicas de cujo capital participem com mais de 5% (cinco por cento) quaisquer administradores da Companhia e seus respectivos suplentes, bem como seus cônjuges companheiros(as), descendentes ou descendentes dos respectivos cônjuges ou companheiros(as) e respectivos parentes até o 2º (segundo) grau.

É vedada, também, a participação de administradores e funcionários em negócios de natureza particular ou pessoal que interfiram ou conflitem com os interesses da Companhia ou que resultem da utilização de informações confidenciais em razão do exercício do cargo ou função que ocupem na Companhia.

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
OP Energia Ltda.	22/07/2016	12.000.000,00	6.801.680,00	6.801.680,00	Indeterminado	SIM	6,000000
Relação com o emissor	Subsidiária da Companhia						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não extinto.						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Mutuária						
OP Energia Ltda.	25/10/2016	4.000.000,00	4.718.393,33	4.718.393,33	Indeterminado	SIM	6,000000
Relação com o emissor	Subsidiária da Companhia						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não extinto.						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Mutuária						
OP Energia Ltda.	14/06/2018	23.000.000,00	24.807.761,67	24.807.761,67	Indeterminado	SIM	6,000000
Relação com o emissor	Subsidiária da Companhia						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não extinto.						

1046

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Empréstimo						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Mutuária						
OP Energia Ltda.	25/02/2019	5.000.000,00	5.197.991,67	5.197.991,67	Indeterminado	SIM	6,000000
Relação com o emissor	Subsidiária da Companhia						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não extinto.						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Mutuária						
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.	19/02/2020	39.235.719,50	39.235.719,50	39.235.719,50	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Subsidiária da Companhia						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não extinto.						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Mutuária						

16.3 - Identificação Das Medidas Tomadas Para Tratar de Conflitos de Interesses E Demonstração do Caráter Estritamente Comutativo Das Condições Pactuadas ou do Pagamento Compensatório Adequado

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

(a) Identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

Em relação ao conjunto de transações mencionadas no item 16.2 deste Formulário de Referência e conforme as regras, políticas e práticas indicadas no item 16.1 deste Formulário de Referência, a Companhia aprovou em 31 de agosto de 2020, conforme alterada em 13 de outubro de 2020, condicionada à concessão pela CVM do registro da oferta pública inicial de ações ordinárias da Companhia, uma nova política estruturada para transações com partes relacionadas, mas sempre tomou medidas pautadas: (i) em seu Código de Ética, que contém regras a respeito de conflitos de interesses aplicáveis também às operações com partes relacionadas; e (ii) no disposto na legislação e demais normas vigentes, inclusive com relação às práticas de governança previstas pela legislação vigente. Adicionalmente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado da B3, a Companhia, seus acionistas, administradores, membros do conselho fiscal, efetivos e suplentes, se houver, obrigam se a resolver, por meio de arbitragem, qualquer controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda da condição da Companhia de emissora, da condição de acionistas, administradores e membros do conselho fiscal, e em especial, da Lei das Sociedades por Ações, da Lei nº 6.385/1976, do Estatuto Social e das normas editadas pela CVM, editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de valores mobiliários em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, dos demais regulamentos da B3 e do contrato de participação no Novo Mercado.

(b) Demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

Em relação ao conjunto de transações mencionadas no item 16.2 deste Formulário de Referência, o caráter comutativo das transações pode ser comprovado observando-se os termos e condições apresentados nos contratos descritos no item 16.2 deste Formulário de Referência, os quais observam os preços e condições usuais de mercado para contratos análogos e, portanto, não geram qualquer benefício ou prejuízo à Companhia e/ou suas subsidiárias ou quaisquer outras partes. Ademais, todas as transações com partes relacionadas são formalizadas por meio de instrumento escrito, com a devida indicação do objeto da transação, valores envolvidos no negócio, prazos e taxas cobradas, se aplicáveis, bem como dos demais direitos e responsabilidades das partes envolvidas.

16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas

16.4 - Outras informações relevantes

Em observância ao disposto no item 16.2 do Formulário de Referência, (i) o contrato de mútuo celebrado entre Companhia e OP Energia Ltda ("OPE"), em 22 de julho de 2016; (ii) o contrato de mútuo celebrado entre Companhia e OPE, em 25 de outubro de 2016; (iii) o contrato de mútuo celebrado entre Companhia e OPE, em 14 de junho de 2018; e (iv) o contrato de mútuo celebrado entre Companhia e OPE, em 25 de fevereiro de 2019, foram respectivamente aditados no primeiro semestre de 2019. Com os referidos aditamentos, os contratos de mútuo destacados tiveram a respectiva taxa de juros excluída, de comum acordo pelas partes, passando a ser celebrados a título gratuito.

17.1 - Informações Sobre O Capital Social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	**Capital Emitido**				
31/08/2020	326.579.763,22	Não aplicável	1.189.074	0	1.189.074
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
31/08/2020	326.579.763,22	Não aplicável	1.189.074	0	1.189.074
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
31/08/2020	326.579.763,22	Não aplicável	1.189.074	0	1.189.074
Tipo de capital	**Capital Autorizado**				
31/08/2020	0,00	Não aplicável	1.800.000.000	0	1.800.000.000

1050

17.2 - Aumentos do Capital Social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos 3 (três) últimos exercícios sociais e no exercício social corrente, não houve aumento do capital social da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia”). Para informações a respeito da 3R Petroleum e Participações S.A. (“3R”), vide item 17.5 abaixo.

17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações

	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
Data aprovação	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Grupamento						
31/08/2020	42.806.664	0	42.806.664	1.189.074	0	1.189.074

1052

17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social

Data de deliberação	Data redução	Valor total redução (Reais)	Quantidade ações ordinárias (Unidades)	Quantidade ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total ações (Unidades)	Redução / Capital anterior	Valor restituído por ação (Reais)
30/06/2020	30/06/2020	687.442,81	0	0	0	0,00210100	0,00

Forma de restituição Não houve restituição aos acionistas.

Razão para redução Quando da incorporação reversa da Ônix Petróleo e Gás Participações S.A. (“Ônix”) pela Companhia, em 30 de junho de 2020, o acervo líquido da Ônix foi contabilizado no valor negativo de R$687.442,81. Desta forma, foi vertido à conta do capital social da Companhia, sem o cancelamento de ações e, como consequência, o capital social da Companhia foi reduzido de R$327.267.206,03 para R$326.579.763,22.
Após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo da oferta, a Companhia incorporará a 3R e a sucederá a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia, ato no qual será realizado ajuste contábil e societário para contemplar os efeitos da incorporação reversa acima detalhada, no valor de R$38.913.711,84. Tais ajustes serão realizados em virtude de erro de escrita constante do ato societário da referida incorporação e resultará em um ajuste na conta do capital da social da Companhia, conforme consta do laudo de avaliação da Ônix elaborado, na forma do artigo 227, § 3º da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, com o intuito de respaldar a incorporação reversa acima detalhada. A Companhia ressalta que o referido ajuste não gerará prejuízo a credores, uma vez que a conta capital social já havia sido reduzida e o os próximos eventos societários da Companhia são de aumento de capital, decorrentes, principalmente, da realização oferta.

1053

17.5 - Outras Informações Relevantes

17.5 - Outras informações relevantes

A Companhia deverá, ainda, incorporar a 3R, após a concessão do registro de companhia aberta e previamente à concessão do registro definitivo de oferta de distribuição pública de ações pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

Para viabilizar a visualização das informações da 3R, em vista da incorporação, apresentamos abaixo as informações referentes aos seus aumentos de capital:

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidade)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
05/08/2019	Assembleia Geral Extraordinária	05/08/2019	116.800.000,00	Subscrição particular	80.090.800	-	80.090.800	19,6770868	R$1,458344778676202	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	O preço da emissão foi determinado nos termos do art. 170, §1º, II da Lei das Sociedades por Ações.									
Forma de integralização	Subscrição e integralização das ações emitidas pela 3R pelo 3R Petroleum Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP 3R") em moeda corrente nacional.									

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidade)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
10/02/2020	Assembleia Geral Extraordinária	10/02/2020	4.995.700,00	Subscrição particular	2.143.312	-	2.143.312	0,058071548	R$2,33083191	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	O preço da emissão foi determinado nos termos do art. 170, §1º, II da Lei das Sociedades por Ações.									
Forma de integralização	Subscrição e integralização das ações emitidas pela 3R pela Starboard Restructuring Partners Consultoria em Negócios Ltda. ("Starboard Restructuring") mediante capitalização de créditos detidos pela Starboard Restructuring contra a 3R, decorrente de pagamento devido pela 3R à Starboard Restructuring no âmbito do contrato de prestação de serviços celebrado em 09 de agosto de 2019.									

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidade)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
10/02/2020	Assembleia Geral Extraordinária	10/02/2020	143.333.333,33	Subscrição particular	49.580.919	-	49.580.919	1,574705028	R$2,89089706	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	O preço da emissão foi determinado nos termos do art. 170, §1º, II da Lei das Sociedades por Ações.									
Forma de integralização	Subscrição das ações emitidas pela 3R pelo Esmeralda Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FIP Esmeralda") e integralização em 14 de fevereiro de 2020 em moeda corrente nacional.									

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidade)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
22/07/2020	Assembleia Geral Extraordinária	22/07/2020	27.160.000,00	Subscrição particular	1	-	1	0,11589222	27.160.000	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	O preço da emissão foi determinado nos termos do art. 170, §1º, II da Lei das Sociedades por Ações.									
Forma de integralização	Subscrição e integralização da ação emitida pela 3R pelo FIP 3R em moeda corrente nacional.									

17.5 - Outras Informações Relevantes

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidade)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
03/08/2020	Assembleia Geral Extraordinária	03/08/2020	25.000.000,00	Subscrição particular	4.769.717	-	4.769.717	0,10667546	5,2414011146	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão	O preço da emissão foi determinado nos termos do art. 170, §1º, II da Lei das Sociedades por Ações.
Forma de integralização	Subscrição das ações emitidas pela 3R pelo FIP Esmeralda e integralização em 05 de agosto de 2020, em moeda corrente nacional.

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidade)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
25/09/2020	Assembleia Geral Extraordinária	25/09/2020	29.729.550,07	Subscrição particular	1	-	1	0,11462849	29.729.550,07	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão	O preço da emissão foi determinado nos termos do art. 170, §1º, II da Lei das Sociedades por Ações.
Forma de integralização	Subscrição e integralização da ação emitida pela 3R pelo FIP 3R em moeda corrente nacional.

18.1 - Direitos Das Ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Aos acionistas da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia”) é assegurado o direito ao recebimento de um dividendo obrigatório anual não inferior a 0,001% (um milésimo por cento) do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição de reserva legal; e (ii) importância destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores. O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido realizado, nos termos da legislação aplicável.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Observado o disposto no artigo 45 da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada, o valor do reembolso a ser pago aos acionistas dissidentes terá por base o valor patrimonial, constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral da Companhia.
Restrição a circulação	Não
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Trata-se de competência privativa da Assembleia Geral da Companhia para deliberação que altera os dispositivos do Estatuto Social, nos termos do artigo 10º do Estatuto Social.
Outras características relevantes	Não aplicável.

18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

A Companhia não possui regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos.

Com relação às regras estatutárias que os obriguem a realizar oferta pública de aquisição de ações ("OPA"), o Estatuto Social da Companhia determina que:

- A alienação direta ou indireta de controle destra, caso aplicável, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição de que o adquirente do controle se obrigue a realizar OPA tendo por objeto as ações de emissão da Companhia de titularidade dos demais acionistas, observando as condições e os prazos previstos na legislação e na regulamentação em vigor e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao alienante;

- A saída voluntária do Novo Mercado deverá ser precedida de OPA que observe os procedimentos previstos na regulamentação editada pela CVM sobre OPA para cancelamento de registro de companhia aberta e os seguintes requisitos: (i) o preço ofertado deve ser justo, sendo possível o pedido de nova avaliação da Companhia na forma estabelecida na Lei das S.A.; (ii) acionistas titulares de mais de 1/3 (um terço) das ações em circulação deverão aceitar a OPA ou concordar expressamente com a saída do referido segmento sem a efetivação de alienação das ações;

- Qualquer pessoa que venha a adquirir ou se torne titular, por qualquer motivo, de ações de emissão da Companhia, ou de outros direitos, inclusive usufruto ou fideicomisso, sobre as ações de emissão da Companhia, em quantidade igual ou superior a 20% (vinte por cento) do seu capital social ("Pessoa Relevante") deverá, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a contar da data de aquisição ou do evento que resultou na titularidade de ações em quantidade igual ou superior a 20% (vinte por cento) do total de ações de emissão da Companhia, efetivar uma OPA para a totalidade das ações de emissão da Companhia, observando-se o disposto na regulamentação aplicável da CVM; e

- Nesse caso, o preço de aquisição na OPA de cada ação de emissão da Companhia não poderá ser inferior ao maior entre (i) 125% do preço de emissão das ações no mais recente aumento de capital realizado mediante distribuição pública ocorrido no período de 12 (doze) meses que anteceder a data em que se tonar obrigatória a realização da OPA nos termos deste artigo, devidamente atualizado pelo IPCA até o momento do pagamento e (ii) 125% da média ponderada da cotação unitária média das ações de emissão da Companhia durante o período de 90 (noventa) dias de negociação anterior à realização da OPA na bolsa de valores em que houver o maior volume de negociações das ações de emissão da Companhia.

18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Nos termos do artigo 6º, parágrafo segundo, do Estatuto Social, a Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações e/ou bônus de subscrição dentro do limite do capital autorizado, com exclusão do direito de preferência dos antigos acionistas ou com redução do prazo para seu exercício de que trata o artigo 171, parágrafo 4°, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), quando a colocação for feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou através de permuta por ações, em oferta pública de aquisição de controle, ou ainda para fazer frente a planos de outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e/ou suas subsidiárias, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários admitidos à negociação. A oferta pública inicial de ações da Companhia será solicitada junto à Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e à B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários admitidos à negociação.

18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários admitidos à negociação.

18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários admitidos à negociação. A oferta pública inicial de ações da Companhia será solicitada junto à CVM e à B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.

18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18.8 - Títulos Emitidos no Exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.

18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

Até a data deste Formulário de Referência, não foram realizadas quaisquer ofertas públicas de distribuição pela Companhia ou por terceiros relativas a valores mobiliários da Companhia.

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

Não aplicável, haja vista que, até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não havia realizado ofertas públicas de distribuição.

18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

Não aplicável, dado que a Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros desde a data de sua constituição.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

18.12 - Outras informações relevantes

Não obstante a Companhia não possuir valores mobiliários emitidos em circulação, em observância à incorporação da 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R") pela Companhia e, por conseguinte, à sucessão universal de todos os direitos e obrigações, destacamos a seguir os valores mobiliários emitidos pela 3R e/ou suas subsidiárias, conforme aplicável:

1. Debêntures 2ª Emissão da SPE 3R - Debêntures da 2ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em série única, para distribuição pública com esforços restritos da SPE 3R, sendo admitidas à negociação na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.

   Os recursos da "2ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em série única, para distribuição pública com esforços restritos da SPE 3R " foram destinados: (i) para a composição do valor necessário para satisfação das condições de pagamento dispostas no "Contrato de Compra e Venda entre Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás e SPE 3R relativo ao Polo Macau"; (ii) para o pagamento do coordenador líder nos termos do Contrato de Colocação; e (iii) o saldo remanescente foi destinado para o investimento no projeto Macau e financiamento do capital de giro da SPE 3R.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	2ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em série única, para distribuição pública com esforços restritos da SPE 3R.
Quantidade (Unidades)	708.071
Valor total (Reais)	R$708.071.000,00
Data de emissão	27/04/2020
Saldo Devedor em aberto	R$729.115.047,75
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Debêntures emitidas para distribuição pública com esforços restritos nos termos da Instrução CVM nº 476
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Resgate Antecipado Facultativo A partir de 27 de abril de 2022, a seu exclusivo critério, a SPE 3R poderá realizar o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures mediante pagamento de prêmio equivalente a 1,50% ao ano, a ser calculado na forma prevista na Escritura de Emissão.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Características dos valores mobiliários	(i) Prazo de vencimento: 27 de abril de 2025 (ii) Remuneração: juros remuneratórios pré-fixados correspondentes a 15,00% a.a., incidentes sobre o Valor Nominal Unitário atualizado pelo valor da cotação da taxa de câmbio de fechamento para venda do dólar norte-americano dois dias úteis anteriores à data de referência (iii) Espécie: com garantia real (iv) Pagamento da Remuneração: primeira parcela em 27 de julho de 2020 com pagamento trimestral até 27 de abril de 2022. Após esta data, pagamento mensal até a data de vencimento da última parcela em 27 de abril de 2025. (v) Amortização: mensal, sendo a primeira parcela em 27 de maio de 2022 e a última em 27 de abril de 2025 (vi) Restrições impostas à SPE 3R: Covenant financeiro conforme abaixo (vii) Agente Fiduciário: Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Caso, na data ou após a Liberação das Garantias Reais em função da Amortização Relevante, nos termos da Cláusula 5.2.1 da Escritura de Emissão, for verificado que a razão entre Dívida Líquida / EBITDA da SPE 3R, com base nas últimas demonstrações financeiras da SPE 3R disponíveis em tal data, devidamente auditadas ou revisadas pelos auditores independentes, conforme o caso, é superior a 1.5x ("Índice Financeiro"), será aplicável um *step up* da taxa da Remuneração em 2,00% (dois por cento) ao ano, a contar a partir da data da verificação do desenquadramento do Índice Financeiro, passando a Remuneração que incidirá sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado a partir do próximo período de pagamento da Remuneração e até a integral liquidação das Debêntures a corresponder a 17,00% (dezessete por cento) ao ano.
Outras características relevantes	Destinação de Recursos: Os recursos obtidos com a integralização das Debêntures serão destinados à composição do pagamento para aquisição do *cluster* Macau, pagamento do comissionamento devido ao Coordenador Líder e financiamento do capital de giro da SPE 3R. Vencimento antecipado: Pedido de falência formulado por terceiros em face da SPE 3R, descumprimento da destinação dos recursos captados por meio da Emissão ou insuficiência dos recursos para tal; descumprimento, pela SPE 3R ou pela 3R e pela DBO, de qualquer obrigação de fazer prevista na Emissão ou nas Garantia, não sanado no prazo máximo de 5 (cinco) dias corridos ou em prazo específico estabelecido na Emissão; inadimplemento de quaisquer obrigações pecuniárias da SPE 3R, cujo valor, individual ou em conjunto, seja igual ou superior a R$10.000.000,00, caso não seja curado nos prazos contratuais; mudança do atual controle acionário, direto ou indireto, da SPE 3R; ocorrência da suspensão por mais de 60 (sessenta) dias consecutivos, pela União, do exercício da gestão dos administradores da SPE 3R; caso a Dívida Líquida da SPE 3R seja superior a US$137.000.000,00; celebração de contratos de mútuo ou empréstimos com quaisquer partes relacionadas; contratação de qualquer endividamento, exceto se expressamente previsto na Escritura de Emissão; não apresentação à ANP de pedido de extensão do prazo dos contratos de concessão, entre outros eventos padrão de mercado

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Número de titulares de valores mobiliários

2ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em série única, para distribuição pública com esforços restritos da SPE 3R Petroleum S.A.	
Número de titulares	Pessoas Físicas: 0 Pessoas Jurídicas: 1 Investidores Institucionais: 0

Restrição à Distribuição de Dividendos pela SPE 3R

A SPE 3R Petroleum S.A. ("SPE 3R"), empresa controlada pela 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R"), celebrou em 27 de abril de 2020 a Escritura Particular da 2ª (Segunda) Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real, em Série Única, para Distribuição Pública, com Esforços Restritos, da SPE 3R Petroleum S.A. ("Escritura de Emissão").

Nos termos da Escritura de Emissão, a SPE 3R não pode distribuir e/ou pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou quaisquer outras distribuições de lucros aos seus acionistas, incluindo dividendos mínimos obrigatórios previstos no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, com exceção da distribuição de dividendos no montante máximo em reais equivalente a U$80 mil por mês, de forma que os acionistas da SPE 3R, incluindo a 3R, receberão dividendos da SPE 3R limitados à quantia máxima de U$80 mil por mês durante a validade da Escritura de Emissão. A Escritura de Emissão terá vencimento em 27 de abril de 2025.

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia”) não aprovou planos de recompra de ações de sua emissão nos últimos três exercícios sociais e/ou no exercício social corrente.

19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, não há valores mobiliários mantidos em tesouraria de emissão da Companhia.

19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria

19.3 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes.

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários

Data aprovação	**31/08/2020**
Órgão responsável pela aprovação	Conselho de Administração
Cargo e/ou função	O acionista controlador, se houver, os administradores, os conselheiros fiscais, quando instalado o Conselho Fiscal, os membros de quaisquer órgãos da Companhia com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, ou, ainda, os empregados e demais colaboradores da Companhia, do acionista controlador, se aplicável, ou das sociedades controladas ou coligadas que, em decorrência de seu cargo, função ou posição na Companhia, no acionista controlador, se aplicável, ou nas sociedades controladas ou coligadas, possam ter conhecimento ou acesso a qualquer informação privilegiada (“Pessoas Vinculadas”).

Principais características e locais de consulta

A Política de Negociação tem como propósito estabelecer regras para assegurar a observância de práticas de boa conduta e padrões de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia, bem como evitar o uso inadequado de informações privilegiadas, nos termos da Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada (“Instrução CVM 358”).
A Política de Negociação está disponibilizada para consulta eletronicamente pelos sites: (i) da CVM (www.cvm.gov.br). Neste website, acessar, na página inicial, em acesso rápido, “Consulta – Companhias – Demonstrações, ITR, DFP, DF, Balanço, Fato Relevante” e digitar “3R” no campo disponível; (ii) da Companhia (ri.3rpetroleum.com.br); bem como fisicamente na sede social da Companhia, localizada na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, CEP 22.250-180.

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Pendência de Divulgação de Fato Relevante: É vedada a negociação de valores mobiliários por Pessoa Vinculada que possa ter conhecimento de informação privilegiada sobre a Companhia até que ela a divulgue ao mercado na forma de ato/fato relevante, conforme a Política. Também se aplica quando estiver em curso aquisição ou alienação de valores mobiliários pela Companhia, sociedades controladas, sociedades coligadas, sociedade sob controle comum; ou houver sido outorgada opção ou mandato para isso; e quando existir a intenção de promover incorporação, cisão total/parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia. Após Divulgação de Ato/Fato Relevante: Nesses casos, mesmo após a divulgação de ato/fato relevante, prevalecerá a proibição de negociação se ela puder interferir nas condições dos negócios com valores mobiliários, acarretando dano à Companhia /acionistas. Tal restrição deve ser informada pelo DRI. Período Anterior à Divulgação de ITR, DFP e Distribuição de Resultados: Pessoas Vinculadas não poderão negociar valores mobiliários no período de 15 (quinze) dias anterior à divulgação/publicação das informações trimestrais e demonstrações financeiras padronizadas. Tais restrições não se aplicam na hipótese de plano de investimento que atenda aos requisitos aplicáveis. Pessoas Vinculadas também não podem negociar valores mobiliários em período determinado pelo DRI, desde a decisão de aumentar o capital social, distribuir resultados, bonificações em ações ou seus derivativos ou aprovar desdobramento, e a publicação dos respectivos editais ou anúncios. Deliberação Relativa à Aquisição ou à Alienação de Ações de Emissão da Companhia: O Conselho não poderá aprovar programa de recompra enquanto não forem divulgadas ao público informações sobre a celebração de acordo ou contrato para a transferência do controle acionário, se aplicável; outorga de opção ou mandato para o fim de transferência de controle, se aplicável; ou existência de intenção de promover incorporação, cisão total/parcial, fusão, transformação ou reorganização societária que envolva a Companhia. Caso após a aprovação de programa de recompra ocorra fato que se enquadre em qualquer das 3 (três) hipóteses acima, a Companhia suspenderá imediatamente as operações com seus valores mobiliários até a divulgação do respectivo ato/fato relevante. Ex-Administradores: Os ex-administradores que se afastarem da administração antes da divulgação pública de ato/fato relevante relativo a negócio/fato iniciado durante seu período de gestão não poderão negociar valores mobiliários pelo prazo de 6 (seis) meses ou até que tal ato/fato relevante tenha sido divulgado, o que ocorrer por último, observado o disposto abaixo. Se a negociação com os valores mobiliários, mesmo após a divulgação do ato/fato relevante, puder interferir nas condições dos referidos negócios em prejuízo da Companhia/de seus acionistas, os ex-administradores não poderão negociar valores mobiliários pelo prazo mínimo de 6 (seis) meses após seu afastamento, devendo tal restrição adicional ser informada pelo DRI. Vedações Adicionais: As vedações também se aplicam às negociações realizadas direta ou indiretamente por Pessoas Vinculadas caso estas negociações se deem por intermédio de pessoas ligadas; terceiros com quem tiverem celebrado contrato de administração de carteira ou de negócio fiduciário; ou qualquer pessoa que tenha tido conhecimento de informação privilegiada, por meio de Pessoa Vinculada, sabendo que ainda não foi divulgada ao mercado. Não são consideradas negociações indiretas e não estão sujeitas à vedação, as negociações realizadas por fundos e/ou clubes de investimento de que sejam cotistas as pessoas acima, desde que não sejam exclusivos; e as decisões de negociação do administrador do fundo e/ou clube de investimento não possam de qualquer forma ser influenciadas por seus cotistas.

20.2 - Outras Informações Relevantes

20.2 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes.

21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

Exceto pela "Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante" ("Política de Divulgação"), que foi devidamente aprovada em reunião do Conselho de Administração da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Companhia") realizada em 31 de agosto de 2020, condicionada à concessão pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") do registro de companhia aberta da Companhia, esta não adota qualquer outra norma, regimento ou procedimento interno relativo à divulgação de informações.

De acordo com a legislação e as normas da CVM em vigor, em especial a Lei das Sociedades por Ações e as Instruções CVM 358 e 480, toda e qualquer companhia de capital aberto deve, como regra geral, apresentar à CVM determinadas informações periódicas, tais como informações financeiras trimestrais e demonstrações financeiras anuais acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes, bem com o arquivar junto à CVM quaisquer acordos de acionistas existentes, avisos concernentes às assembleias gerais de acionistas e cópias de atas e comunicados relativos à divulgação de atos ou eventuais fatos relevantes. Nesse sentido, a Companhia deve cumprir com as normas e legislação relacionadas acima.

A Instrução CVM 358 disciplina, ainda, algumas regras a respeito da divulgação e do uso de informações sobre os atos ou fatos relevantes, inclusive, mas não se limitando, ao que se refere à divulgação de informações relativas à negociação e a aquisição de títulos emitidos pelas companhias de capital aberto.

Tais regras:

- estabelecem o conceito de ato ou fato relevante, os quais originam a obrigatoriedade de divulgação de informações ao mercado. Enquadram-se no conceito de ato ou fato relevante as decisões tomadas pelos acionistas controladores, caso aplicável, resoluções de assembleia geral de acionistas ou da administração da Companhia, ou quaisquer outros atos ou fatos políticos, administrativos, técnicos, financeiros ou econômicos relacionados com os negócios da Companhia que possam influenciar o preço de suas ações e/ou a decisão dos investidores de negociarem e/ou manterem tais ações ou de exercer quaisquer direitos subjacentes às ações;

- especificam atos ou fatos que são considerados relevantes, tais como a celebração de contratos prevendo a transferência de controle Companhia, caso aplicável, a entrada ou retirada de acionistas que mantenham com a Companhia qualquer contrato ou colaboração operacional, administrativa, financeira ou tecnológica, bem como a ocorrência de qualquer reestruturação societária realizada entre as sociedades relacionadas à Companhia;

- obrigam a Companhia de capital aberto a divulgar atos ou fatos relevantes à CVM, bem como ao mercado em geral, por meio da publicação dos referidos atos ou fatos relevantes nos jornais geralmente utilizados pela Companhia e em sistema eletrônico disponível na página da CVM na rede mundial de computadores;

- exigem que o adquirente do controle da Companhia divulgue um fato relevante, inclusive sua intenção, ou não, de promover o cancelamento do registro da Companhia como companhia aberta, no prazo de 1 (um) ano;

- exigem que os administradores e os membros do conselho fiscal (ou de qualquer órgão técnico ou consultivo) da Companhia divulguem à CVM o número, tipo e forma de negociação das ações emitidas pela referida companhia, suas subsidiárias e suas sociedades controladoras, detidas por referidas pessoas, bem como detidas por seus cônjuges, companheiros e dependentes, informando ainda quaisquer mudanças em referidas posições acionárias;

21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações

- exigem que, se qualquer acionista controlador, direto ou indireto, ou qualquer acionista elegendo membros do conselho de administração ou do conselho fiscal da Companhia alterem sua participação direta ou indireta, para cima ou para baixo, os patamares de 5% (cinco por cento), 10% (dez por cento), 15% (quinze por cento), e assim sucessivamente, de espécie ou classe de ações representativas do capital social desta, referido acionista ou entidade divulgue as informações relacionadas com a referida aquisição ou alienação; e

- proíbem a negociação de valores mobiliários com base em informações privilegiadas.

O texto completo da Política de Divulgação poderá ser encontrado na página de relação com investidores da Companhia (ri.3rpetroleum.com.br), bem como fisicamente na sede social da Companhia, localizada na Rua Visconde de Ouro Preto, 5, sala 601, Botafogo, na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, CEP 22.250-180.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

A Política de Divulgação, que foi devidamente aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 31 de agosto de 2020, condicionada à concessão pela CVM do registro de companhia aberta da Companhia, tem como propósito estabelecer elevados padrões de conduta e transparência, de observância obrigatória, após a assinatura do termo de adesão, pelos: (a) acionistas controladores, quando aplicável; (b) administradores; (c) conselheiros fiscais, quando instalado o Conselho Fiscal; (d) integrantes dos demais órgãos com funções técnicas ou consultivas da Companhia; e, ainda, (e) empregados e executivos com acesso a informações relevantes, a fim de adequar a política interna da Companhia ao princípio da transparência e às boas práticas de conduta no uso, divulgação de informações relevantes e negociação de valores mobiliários de emissão desta.

A divulgação e comunicação à CVM e às entidades do mercado de ato ou fato relevante, pelos canais institucionais de comunicação da Companhia, assim como a adoção dos demais procedimentos previstos na Política de Divulgação, é obrigação do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, conforme definido na Política de Divulgação.

O ato ou fato relevante deverá ser divulgado em portal de notícias com página na rede mundial de computadores (que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade), bem como disponibilizado: (i) na página do sistema de envio de informações periódicas e eventuais da CVM (Sistema Empresas.Net); e (ii) no site de Relações com Investidores da Companhia (ri.3rpetroleum.com.br), em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM.

A informação constante de ato ou fato relevante deverá ser apresentada de forma clara e precisa, em linguagem objetiva e acessível ao público investidor. Sempre que for utilizado algum conceito técnico que, a critério do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, seja considerado de maior complexidade, uma explicação sobre o seu significado deverá constar da informação divulgada.

Na hipótese de veiculação de ato ou fato relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no país ou no exterior, deverá o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores divulgar simultaneamente a respectiva informação ao mercado, na forma estabelecida na Política de Divulgação.

O acionista controlador, caso aplicável, os diretores, os membros do conselho de administração, do conselho fiscal, quando instalado, e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, quando instalados, que tenham firmado termo de adesão constante da Política de Divulgação, bem como qualquer empregado da Companhia que venha a ter acesso a informações sobre ato ou fato relevante, conforme item 4.3 da Política de Divulgação, serão responsáveis por comunicar ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores todo e qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento e que saibam não ter ainda chegado ao conhecimento do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que promoverá sua divulgação.

A comunicação ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores deverá ser feita por meio de correio eletrônico, para o endereço: ri.3rpetroleum.com.br.

Caso as pessoas mencionadas acima constatem a omissão do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, e desde que não tenha sido deliberada a manutenção do sigilo sobre o ato ou fato relevante – nos termos da Seção 5 da Política de Divulgação – tais pessoas deverão comunicar imediatamente o ato ou fato relevante à CVM, para se eximirem de responsabilidade imposta pela regulamentação aplicável em caso de sua não divulgação.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

Sempre que a CVM ou as entidades do mercado exigirem do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores esclarecimentos adicionais à comunicação e à divulgação de ato ou fato relevante, ou caso ocorra oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários, deverá o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores inquirir as pessoas com acesso a atos ou fatos Relevantes, com o objetivo de averiguar se estas têm conhecimento de informações que devam ser divulgadas ao mercado.

As pessoas inquiridas na forma do parágrafo acima deverão responder à solicitação do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores imediatamente. Caso não tenham condições de se encontrarem pessoalmente ou falarem por telefone com o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores ainda no mesmo dia em que este tiver tido conhecimento da respectiva exigência da CVM ou das entidades do mercado, as pessoas em questão deverão enviar correio eletrônico com as informações pertinentes para o endereço ri@3rpetroleum.com.br.

A divulgação de ato ou fato relevante deverá ser feita, simultaneamente à CVM e às entidades de mercado, sempre que possível 1 (uma) hora antes do início ou após o encerramento dos negócios nas entidades do mercado.

Quando os valores mobiliários estiverem sendo negociados simultaneamente em entidades do mercado brasileiras e estrangeiras, a divulgação de ato ou fato relevante deverá ser feita, sempre que possível 1 (uma) hora antes do início ou após o encerramento dos negócios em todos os países, prevalecendo, no caso de incompatibilidade, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O administrador responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da Política de Divulgação é o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

21.4 - Outras Informações Relevantes

21.4 - Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 21.