

PROSPECTO PRELIMINAR DA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DE AÇÕES ORDINÁRIAS DE EMISSÃO DA PETRORECONCAVO S.A.



RECV
B3 LISTING

PETRORECONCAVO S.A.
Companhia de Capital Autorizado
CNPJ/ME nº 03.342.704/0001-30
NIRE: 293.000.241-71
Estrada do Vinte Mil, Km 3,5, Estação São Roque
CEP 48.280-000, Mata de São João - BA
70.000.000 Ações Ordinárias
Valor Total da Oferta: R\$1.225.000.000,00
Código ISIN das Ações: "BRRECVCNOR3"
Código de negociação das Ações na B3: "RECV3"

No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50 ("Faixa Indicativa"), podendo, no entanto, ser fixado acima ou abaixo da Faixa Indicativa, a qual é meramente indicativa.

A PetroReconcavo S.A. ("Companhia"), em conjunto com o Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA" ou "Coordenador Líder"), o Banco Morgan Stanley S.A. ("Morgan Stanley" ou "Agente Estabilizador"), o Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e o Banco Safra S.A. ("Safra"), e, em conjunto com o Coordenador Líder, o Morgan Stanley e o Goldman Sachs, os "Coordenadores da Oferta", na qualidade de instituições intermediárias, estão realizando uma oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Companhia, todas livres e desembaracadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações"), a ser realizada no Brasil, com esforços de colocação das Ações no exterior, compreendendo a distribuição primária de, inicialmente, 70.000.000 Ações de emissão da Companhia ("Oferta").

A Oferta será realizada na República Federativa do Brasil ("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 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), o Ofício Circular 01/2021/CVM/SRE, de 1º de março de 2021 ("Ofício-Circular CVM/SRE"), 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", expedido pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA") e atualmente em vigor ("Código ANBIMA"), com os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("Regulamento do Novo Mercado") e "B3", respectivamente) e demais normativos aplicáveis, e será coordenada pelos Coordenadores da Oferta, com a participação de determinadas instituições consorciadas autorizadas a operar no mercado de capitais brasileiro, credenciadas junto à B3, convidadas a participar da Oferta, para efetuar esforços de colocação das Ações exclusivamente junto aos Investidores Não Institucionais (conforme definido neste Prospecto), que deverão aderir à carta convite disponibilizada pelo Coordenador Líder ("Instituições Consorciadas"), e, em conjunto com os Coordenadores da Oferta, "Instituições Participantes da Oferta".

Simultaneamente, serão realizados esforços de colocação das Ações no exterior pelo Itaú BBA USA Securities, Inc., pelo Morgan Stanley & Co. LLC., pelo Goldman Sachs & Co. LLC e pelo Safra Securities LLC (em conjunto, os "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"), (i) nos Estados Unidos da América ("Estados Unidos"), exclusivamente para pessoas razoavelmente consideradas investidores institucionais qualificados (qualified institutional buyers) residentes e domiciliados nos Estados Unidos, conforme definido na Rule 144A, conforme alterada ("Regra 144A"), do U.S. Securities Act de 1933, conforme alterada ("Securities Act") dos Estados Unidos, editada pela U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC"), em operações isentas de registro nos Estados Unidos, em conformidade com a Securities Act e aos 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 e o Brasil, para investidores que sejam considerados non-U.S. persons, com base na Regulation S ("Regulamento S"), editada pela SEC no âmbito do Securities Act, tais como investidores não residentes ou domiciliados nos Estados Unidos e não constituídos de acordo com a legislação vigente nos Estados Unidos, e observada a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em ambos os casos (i) e (ii), em operações isentas de registro nos Estados Unidos, nos termos do Securities Act e dos 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 aplicáveis (investidores descritos nas alíneas (i) e (ii) acima, em conjunto, "Investidores Estrangeiros"), desde que tais investidores estrangeiros invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil e/ou pela CVM, nos termos da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, conforme alterada ("Lei 4.131"), ou da Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 4.373, de 29 de setembro de 2014, conforme alterada ("Resolução CMN 4.373") e da Resolução da CVM nº 13, de 18 de novembro de 2020 ("Resolução CVM 13"), sem a necessidade, para tanto, 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, até a data da disponibilização do "Anúncio de Início da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroReconcavo S.A." ("Anúncio de Início"), a quantidade de Ações inicialmente ofertada, sem considerar as Ações Suplementares (conforme abaixo definido), poderá, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser acrescida em até 20% do total de Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Suplementares), ou seja, em até 14.000.000 Ações, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais").

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade de Ações inicialmente ofertada, sem considerar as Ações Adicionais, poderá ser acrescida de um lote suplementar em percentual equivalente a até 15% do total de Ações inicialmente ofertadas, ou seja, em até 10.500.000 Ações, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Suplementares"), conforme opção a ser outorgada pela Companhia ao Agente Estabilizador, nos termos do Contrato de Colocação (conforme definido neste Prospecto), as quais serão destinadas exclusivamente para prestação de serviços de estabilização de preço das Ações ("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 dias contados da data de início da negociação das Ações 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 sobrecolocação das Ações, no momento em que for fixado o Preço por Ação, seja tomada em comum acordo entre o Agente Estabilizador e os demais Coordenadores da Oferta quando da fixação do Preço por Ação (conforme definido neste Prospecto). Conforme disposto no Contrato de Colocação, as Ações Suplementares não serão objeto de garantia firme de liquidação por parte dos Coordenadores da Oferta.

O Preço por Ação será fixado após a conclusão do 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 da Instrução CVM 400 ("Procedimento de Bookbuilding") e terá como parâmetro as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade de demanda (por volume e preço) coletada junto a Investidores Institucionais durante o Procedimento de Bookbuilding.

A escolha do critério de fixação do Preço por Ação é justificada na medida em que o preço de mercado das Ações a serem subscritas será aferido diretamente por meio do resultado do Procedimento de Bookbuilding, o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentarão suas intenções de investimento nas Ações no contexto da Oferta. Portanto, a emissão de Ações neste critério de fixação de preço não promoverá 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").

	Preço (R\$) ⁽¹⁾	Comissões (R\$) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾	Recursos Líquidos (R\$) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾
Preço por Ação	17,50	0,79	16,71
Oferta	1.225.000.000,00	55.125.000,00	1.169.875.000,00
Total da Oferta	1.225.000.000,00	55.125.000,00	1.169.875.000,00

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da Faixa Indicativa.

(2) Abrange as comissões a serem pagas aos Coordenadores da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares e sem considerar as Ações Adicionais.

(3) Sem dedução das despesas e tributos da Oferta.

(4) Para informações sobre as remunerações a serem recebidas pelos Coordenadores da Oferta, veja a seção "Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição", na página 56 deste Prospecto.

A aprovação do protocolo do pedido de registro de companhia aberta categoria "A" perante a CVM e a realização da Oferta (incluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) mediante aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado previsto no estatuto social da Companhia ("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 e do artigo 6º do Estatuto Social da Companhia, e seus termos e condições, bem como a adesão ao Novo Mercado e a aprovação da reforma do Estatuto Social, para adequá-lo às regras do Regulamento do Novo Mercado, cuja eficácia é condicionada à disponibilização do Anúncio de Início, foram aprovadas em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 23 de fevereiro de 2021, cuja ata foi devidamente registrada na Junta Comercial do Estado da Bahia ("JUCEB") sob o nº 98059924, em 8 de abril de 2021, e publicada no Diário Oficial do Estado da Bahia ("DOEBA") e no jornal "Correio da Bahia", em 26 de fevereiro de 2021.

A fixação do Preço por Ação, bem como a quantidade de Ações objeto da Oferta e o efetivo aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado da Companhia, serão aprovados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia a ser realizada após a conclusão do Procedimento de Bookbuilding e antes da disponibilização do Anúncio de Início, cuja ata será devidamente registrada na JUCEB e publicada no DOEBA e no jornal "Correio da Bahia".

Exceto pelo registro da Oferta 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.

Será admitido o recebimento de reservas a partir da nova divulgação do Aviso ao Mercado (com o logotipo das Instituições Consorciadas), para subscrição das Ações, as quais somente serão confirmadas pelo subscritor após o início do Prazo de Distribuição (conforme abaixo definido).

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

A Oferta está sujeita à prévia análise e aprovação da CVM e será registrada em conformidade com os procedimentos previstos na Instrução CVM 400, sendo que o registro da Oferta foi requerido junto à CVM em 26 de fevereiro de 2021.

AS INFORMAÇÕES CONTIDAS NESTE PROSPECTO PRELIMINAR ESTÃO SOB ANÁLISE DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS, A QUAL AINDA NÃO SE MANIFESTOU A SEU RESPEITO. O PRESENTE PROSPECTO PRELIMINAR ESTÁ SUJEITO À COMPLEMENTAÇÃO E CORREÇÃO.

Este Prospecto Preliminar não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de subscrição 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 suas 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 RELACIONADOS À COMPANHIA" E "FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E ÀS AÇÕES", A PARTIR DAS PÁGINAS 26 E 90, RESPECTIVAMENTE, DESTES PROSPECTO E TAMBÉM A SEÇÃO "4. FATORES DE RISCO" DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA, PARA CIÊNCIA E AVALIAÇÃO DE CERTOS FATORES DE RISCO RELACIONADOS À COMPANHIA, À OFERTA E À SUBSCRIÇÃO DAS AÇÕES QUE DEVEM SER CONSIDERADOS NA TOMADA DE DECISÃO DE INVESTIMENTO.



Coordenadores da Oferta



A data deste Prospecto Preliminar é 12 de abril de 2021.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

DEFINIÇÕES	1
INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA	7
CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES ACERCA DO FUTURO	8
SUMÁRIO DA COMPANHIA	12
RESUMO DOS RELATÓRIOS SOBRE RESERVAS	27
IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA, COORDENADORES DA OFERTA, CONSULTORES E AUDITORES	33
SUMÁRIO DA OFERTA	35
INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA	50
Composição do capital social.....	50
Ações em circulação (<i>free float</i>) após a Oferta.....	51
Principais acionistas e Administradores	51
Descrição da Oferta	52
Aprovações societárias	54
Preço por Ação.....	54
Quantidade, montante e recursos líquidos	55
Custos de distribuição.....	56
Instituições Participantes da Oferta	58
Público Alvo.....	58
Cronograma Estimado da Oferta	59
Regime de Distribuição	60
Procedimento da Oferta	60
Oferta de Varejo	61
Oferta Institucional	64
Prazos de Distribuição e Liquidação.....	65
Suspensão, Modificação, Revogação ou Cancelamento da Oferta	65
Informações Sobre a Garantia Firme de Liquidação	67
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações.....	68
Violações de Normas de Conduta e Cancelamento dos Pedidos de Reserva	69
Acordos de Restrição à Venda de Ações (<i>Lock-Up</i>)	70
Instituição Financeira Responsável pela Escrituração e Custódia das Ações e das Ações da Companhia	72
Contrato de Colocação e Contrato de Colocação Internacional.....	72
Estabilização do Preço das Ações e Formador de Mercado	73
Negociação das Ações na B3.....	73
Inadequação da Oferta	74
Condições a que a Oferta esteja submetida.....	74
Informações adicionais	74
Disponibilização de avisos e anúncios da Oferta	77
APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA	80
Coordenador Líder	80
Morgan Stanley	81
Goldman Sachs.....	82
Safra.....	83
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E OS COORDENADORES DA OFERTA	85
Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder	85
Relacionamento entre a Companhia e o Morgan Stanley	86
Relacionamento entre a Companhia e o Goldman Sachs.....	88
Relacionamento entre a Companhia e o Safra.....	89
FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E ÀS AÇÕES	90

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS	99
CAPITALIZAÇÃO	103
DILUIÇÃO	104
ANEXOS	109
(A) ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA	113
(B) ATA DA ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA, REALIZADA EM 23 DE FEVEREIRO DE 2021, QUE APROVOU A REALIZAÇÃO DA OFERTA	139
(C) MINUTA DA ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO QUE APROVARÁ O PREÇO POR AÇÃO E O AUMENTO DO CAPITAL SOCIAL.....	151
(D) DECLARAÇÕES DA COMPANHIA E DO COORDENADOR LÍDER PARA FINS DO ART. 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400	157
(E) DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA REFERENTES AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018	165
(F) RELATÓRIO SOBRE RESERVAS E RECURSOS CONTINGENTES REFERENTE AO POLO RIACHO DA FORQUILHA, DATADO DE 21 DE JANEIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI.....	251
(G) RELATÓRIO SOBRE RECURSOS CONTINGENTES REFERENTE AO CAMPO MIRANGA, DATADO DE 22 DE FEVEREIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI	271
(H) RELATÓRIO SOBRE RESERVAS E RECURSOS CONTINGENTES REFERENTE AOS CAMPOS DO POLO REMANSO E DOS CAMPOS DE LAGOA DO PAULO, LAGOA DO PAULO SUL, LAGOA DO PAULO NORTE, JURITI E ACARÁ-BURIZINHO, DATADO DE 20 DE JANEIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI	299
(I) CARTA ADICIONAL CONSIDERANDO APRESENTAÇÃO DE TABELAS QUE MOSTRAM, POR ATIVO E TOTAL, (A) RESERVAS PROVADAS (1P) E RECURSOS CONTINGENTES DE BAIXA ESTIMATIVA (1C) E (B) RESERVAS PROVADAS + PROVÁVEIS (2P) E RECURSOS CONTINGENTES DE MELHOR ESTIMATIVA (2C), PREPARADA PELA NSAI.....	325
(J) FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA NOS TERMOS DA INSTRUÇÃO CVM 480.....	367

DEFINIÇÕES

Para fins do presente Prospecto, “Companhia”, “PetroRecôncavo S.A.” ou “nós” se referem, a menos que o contexto determine de forma diversa, à PetroRecôncavo S.A., suas subsidiárias e filiais 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” deste Prospecto.

Administradores	Membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia, em conjunto.
Agentes de Colocação Internacional	Em conjunto, o Itau BBA USA Securities, Inc., o Morgan Stanley & Co. LLC., o Goldman Sachs & Co. LLC e o Safra Securities LLC.
Agente Estabilizador ou Morgan Stanley	Banco Morgan Stanley S.A.
ANBIMA	Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais.
Anúncio de Retificação	Anúncio disponibilizado nas páginas da Companhia, das Instituições Participantes da Oferta, da CVM e da B3, na rede mundial de computadores, mesmos meios utilizados para disponibilização do Aviso ao Mercado, bem como sua nova divulgação (com os logotipos das Instituições Consorciadas) e do Anúncio de Início, para comunicar, imediatamente, a revogação, cancelamento, suspensão ou qualquer modificação na Oferta, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400.
Auditores Independentes	A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.
Banco Central ou BACEN	Banco Central do Brasil.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
B3	B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.
CFC	Conselho Federal de Contabilidade.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
Código ANBIMA	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.
Companhia ou PetroRecôncavo	PetroRecôncavo 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 Colocação	“Contrato de Colocação, Coordenação e Garantia Firme de Liquidação de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A.”, a ser celebrado entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta, com a interveniência e anuência da B3.
Contrato de Colocação Internacional	<i>Placement Facilitation Agreement</i> , a ser celebrado entre a Companhia e os Agentes de Colocação Internacional.
Contrato de Estabilização	“Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço das Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A.”, a ser celebrado entre a Companhia, o Agente Estabilizador e a Corretora.
Contrato de Participação no Novo Mercado	Contrato a ser celebrado antes da disponibilização do Anúncio de Início, entre a B3 e a Companhia, por meio do qual a Companhia concorda em cumprir com requisitos diferenciados de governança corporativa e divulgação de informações ao mercado estabelecidos pelo Regulamento do Novo Mercado, a fim de se qualificar para listagem no Novo Mercado.
Coordenador Líder ou Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
Coordenadores	Em conjunto, o Coordenador Líder, o Morgan Stanley, o Goldman Sachs e o Safra.
Corretora	Morgan Stanley Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis.
CPF/ME	Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Economia.
CNPJ/ME	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas do Ministério da Economia.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Deliberação CVM 476	Deliberação da CVM nº 476, de 25 de janeiro de 2005.
Deliberação CVM 860	Deliberação da CVM nº 860, de 22 julho de 2020.
Deloitte	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.
Desdobramento das Ações	O desdobramento das ações ordinárias de emissão da Companhia, à razão de 1:2, de forma que cada uma ação ordinária passou a corresponder a duas ações ordinárias, sem qualquer alteração no valor do capital social, aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 1º de abril de 2021.
Diretoria	A diretoria da Companhia.
DOEBA	Diário Oficial do Estado da Bahia.
Dólar, dólar, dólares ou US\$	Moeda oficial dos Estados Unidos.
Estados Unidos	Estados Unidos da América.
Estatuto Social	O estatuto social da Companhia atualmente vigente.

Goldman Sachs	Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.
Formulário de Referência	Formulário de Referência da Companhia na data deste Prospecto, elaborado nos termos da Instrução CVM 480 e anexo a este Prospecto.
Governo Federal	Governo Federal do Brasil.
IFRS	International Financial Reporting Standards (Normas Internacionais de Relatório Financeiro). Conjunto de normas internacionais de contabilidade, emitidas e revisadas pelo IASB – International Accounting Standards Board (Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade).
Instituição Escriuradora	Itaú Corretora de Valores S.A.
Instituições Consorciadas	Determinadas instituições intermediárias autorizadas a operar no mercado de capitais brasileiro, credenciadas junto à B3, convidadas pelos Coordenadores da Oferta para efetuar esforços de colocação das Ações exclusivamente junto aos Investidores Não Institucionais no âmbito da Oferta de Varejo, que deverão aderir à carta convite disponibilizada pelo Coordenador Líder.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores da Oferta e as Instituições Consorciadas, considerados em conjunto.
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, conforme alterada.
Instrução CVM 539	Instrução da CVM nº 539, de 13 de novembro de 2017, conforme alterada.
IOF/Câmbio	Imposto sobre Operações de Crédito, Câmbio e Seguros ou relativos a Títulos e Valores Mobiliários incidentes sobre o câmbio.
JUCEB	Junta Comercial do Estado da Bahia.
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 4.131	Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, conforme alterada.
Miranga	9 (nove) campos de produção terrestres, localizados na bacia do Recôncavo, no estado da Bahia, reunidos em um conjunto denominado Polo Miranga, quais sejam, Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana.
Morgan Stanley	Banco Morgan Stanley S.A.

Novo Mercado	Segmento especial de listagem de valores mobiliários da B3, destinado à negociação de valores mobiliários emitidos por empresas que se comprometem voluntariamente com a adoção de práticas de governança corporativa e a divulgação pública de informações adicionais em relação ao que é exigido na legislação, previstas no Regulamento do Novo Mercado.
NSAI	Netherland, Sewell & Associates, Inc., empresa de consultoria especializada em análise de áreas petrolíferas.
Ofício-Circular CVM/SRE	Ofício-Circular SRE nº 01/21, divulgado em 1º de março de 2021.
Offering Memoranda	<i>Preliminary Offering Memorandum</i> e o <i>Final Offering Memorandum</i> , conforme definidos no Contrato de Colocação Internacional, considerados em conjunto.
Opportunity FIP	Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimento no Exterior.
Perbras	Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.
PetroSantander	PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.
Práticas Contábeis Adotadas no Brasil	Práticas contábeis adotadas no Brasil, em conformidade com as regras e regulamentos da CVM, os pronunciamentos contábeis, orientações e interpretações emitidos pelo CPC, normatizados e fiscalizados pelo CFC.
Potiguar E&P	Potiguar E&P S.A.
Prospecto ou Prospecto Preliminar	Este Prospecto Preliminar da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A., incluindo o Formulário de Referência a ele anexo e eventuais aditamentos e/ou suplementos.
Prospecto Definitivo	O Prospecto Definitivo da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A., incluindo o Formulário de Referência a ele anexo e eventuais aditamentos e/ou suplementos.
Prospectos	O Prospecto Definitivo e o Prospecto Preliminar, considerados em conjunto.
Real, real, reais ou R\$	Moeda oficial corrente no Brasil.
Recôncavo	12 campos do Polo Remanso mais os campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho, todos terrestres e localizados na Bacia do Recôncavo, estado da Bahia.
Regra 144A	<i>Rule 144A</i> do <i>Securities Act</i> de 1933, conforme alterada, dos Estados Unidos.

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 nos termos de posse dos administradores, membros do Conselho Fiscal e dos controladores.
Regulamento do Novo Mercado	Regulamento do Novo Mercado de Governança Corporativa da B3, que prevê as práticas diferenciadas de governança corporativa a serem adotadas pelas companhias com ações listadas no Novo Mercado da B3.
Regulamento S	Regulation S do Securities Act de 1933, conforme alterada, dos Estados Unidos.
Relatórios sobre Reservas	(i) Relatório sobre Reservas e Recursos Contingentes referente ao Polo Riacho da Forquilha, datado de 20 de janeiro de 2021, preparado pela NSAI; (ii) Relatório sobre Recursos Contingentes referente ao Polo Miranga, datado de 22 de fevereiro de 2021, preparado pela NSAI; (iii) Relatório sobre Reservas e Recursos Contingentes referente aos campos do Polo Remanso e dos campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho (chamados de certas propriedades de petróleo e gás localizados na Bacia do Reconcavo, no leste do Brasil), datado de 20 de janeiro de 2021; e (iv) Carta Adicional considerando apresentação de tabelas que mostram, por ativo e total, (A) reservas provadas (1P) e recursos contingentes de baixa estimativa (1C) e (B) reservas provadas + prováveis (2P) e recursos contingentes de melhor estimativa (2C), preparado pela NSAI. Para mais informações ver seção “Resumo dos Relatórios sobre Reservas” a partir da página 27 deste Prospecto.
Remanso	12 campos de produção terrestres, localizados na bacia do Recôncavo, no estado da Bahia, reunidos em um conjunto denominado Polo Remanso, quais sejam, Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria.
Resolução CMN 4.373	Resolução do CMN nº 4.373, de 29 de setembro de 2014.
Resolução CVM 13	Resolução da CVM nº 13, de 18 de novembro de 2020.
Riacho da Forquilha	Conjunto de 34 (trinta e quatro) campos em terra na bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, quais sejam, Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Boa Esperança, Baixa do Juazeiro, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Janduí, Juazeiro, Lorena, Leste de Poço Xavier, Livramento, Maçarico, Pardal, Patativa, Pajeú, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha.

Safra

Banco Safra S.A.

SEC

Securities and Exchange Commission, a comissão de valores mobiliários dos Estados Unidos.

Securities Act

Securities Act de 1933 dos Estados Unidos, conforme alterado.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação	PetroRecôncavo S.A., sociedade anônima inscrita no CNPJ/ME nº 03.342.704/0001-30 e com seus atos constitutivos arquivados na JUCEB, sob o NIRE 293.000.241-71.
Registro na CVM	Em fase de obtenção de registro como emissora de valores mobiliários categoria “A” perante a CVM.
Sede	Localizada na cidade Mata de São João, Estado da Bahia, na Estrada do Vinte Mil, Km 3,5, Estação São Roque, CEP 48.280-000.
Diretoria de Relações com Investidores	A Diretoria de Relações com Investidores está localizada na cidade de Salvador, Estado da Bahia, na Av. Luis Viana Filho, 13.223, Hangar Business Park, Torre 6, salas 611 a 620, Cep 41.500-300, Salvador. O Diretor de Relações com Investidores é o Sr. Rafael Procaci da Cunha. O telefone do departamento de relações com investidores é +55 (71) 3635-0207 e o seu endereço eletrônico é ri.petroreconcavo.com.br .
Instituição Escriuradora	Itaú Corretora de Valores S.A.
Auditores Independentes	A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.
Código de Negociação das Ações na B3	As Ações serão listadas no segmento do Novo Mercado de Governança Corporativa da B3 sob o código “RECV3”, a partir do primeiro dia útil imediatamente posterior à disponibilização do Anúncio de Início.
Jornais nos quais divulga informações	As publicações realizadas pela Companhia em decorrência da Lei das Sociedades por Ações são divulgadas no DOEBA e no jornal “Correio da Bahia”.
Formulário de Referência	Informações detalhadas sobre a Companhia, seus negócios e operações poderão ser encontradas no Formulário de Referência, anexo a este Prospecto.
Website da Companhia	ri.petroreconcavo.com.br . As informações constantes do <i>website</i> da Companhia não são parte integrante deste Prospecto, nem se encontram incorporadas por referência a este.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES ACERCA DO FUTURO

Este Prospecto inclui estimativas e declarações futuras e declarações da Companhia relativas aos planos, expectativas sobre eventos futuros, estratégias, tendências financeiras que afetam suas atividades, bem como declarações relativas a outras informações, principalmente, 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 26 e 90, respectivamente, deste Prospecto, e nos itens “4. Fatores de Risco”, “7. Atividades do Emissor” e “10. Comentários dos Diretores” do Formulário de Referência.

Essas considerações sobre estimativas e declarações futuras basearam-se, principalmente, nas expectativas atuais da Companhia sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam ou possam afetar 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. As estimativas e declarações futuras 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 como previsto ou descrito. Tais riscos e incertezas incluem, entre outras situações, aos seguintes:

- volatilidade nos preços do petróleo e gás natural;
- descoberta e desenvolvimento de fontes de petróleo e gás natural;
- incertezas inerentes às estimativas dos recursos contingentes e reservas da Companhia;
- habilidade da Companhia em prospectar, adquirir e ter acesso a novas Reservas e a desenvolver, em conjunto com os parceiros da Companhia, os recursos contingentes e reservas da Companhia;
- projeções e estimativas de despesas de capital e outros custos, compromissos e receitas da Companhia;
- decisões finais em investimentos programados com relação aos campos nos quais a Companhia detem participação;
- regulamentação governamental, atual e futura, da indústria do petróleo e gás natural;
- término ou intervenção nas concessões e/ou autorizações outorgadas à Companhia ou seus parceiros;
- mudanças na legislação ambiental e os efeitos decorrentes de sua implementação;
- término ou intervenção nas concessões e/ou autorizações outorgadas à Companhia ou seus parceiros;
- término do consórcio ou dos *Joint Operating Agreements*;
- disponibilidade de sondas de perfuração, equipamentos de produção, fornecedores, mão de obra e serviços na indústria do petróleo e gás natural;
- falhas em equipamentos ou acidentes que acarretem perda de hidrocarbonetos e outros materiais perigosos em sítios ou dutos operacionais;
- ações de parceiros e dos operadores da Companhia com relação aos blocos e campos nos quais a Companhia não atua como operadora;

- 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 continuam a causar graves efeitos macroeconômicos negativos, podendo, portanto, intensificar o impacto dos demais riscos aos quais a Companhia está sujeita;
- o impacto do surto de coronavírus (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;
- capacidade da Companhia de implementar, de forma tempestiva e eficiente, qualquer medida necessária em resposta ao, ou para amenizar os impactos do surto de coronavírus (COVID-19) em seus negócios, operações, fluxo de caixa, perspectivas, liquidez e condição financeira;
- capacidade da Companhia de prever e reagir, de forma eficiente, a mudanças temporárias ou de longo prazo no comportamento de seus consumidores em razão do surto de coronavírus (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 na economia, incluindo, exemplificativamente, inflação, taxas de juros, câmbio, nível de emprego, crescimento populacional, confiança do consumidor e a liquidez dos mercados de capitais;
- implementação das estratégias da Companhia;
- competição do setor, mudanças na demanda por serviços e produtos da Companhia, pressões sobre a formação de preços, introdução de novos produtos e serviços por nossos concorrentes;
- impossibilidade ou dificuldade de viabilização e implantação de novos projetos de desenvolvimento;
- atrasos, excesso ou aumento de custos não previstos na implantação ou execução dos projetos da Companhia;
- capacidade da Companhia de implementar sua estratégia de expansão, seja por aquisições ou organicamente;
- nível de capitalização e endividamento da Companhia e sua capacidade de contratar novos financiamentos;
- aumento de custos, incluindo, mas não se limitando: (i) custo de aquisição de matérias primas; (ii) custos de operação e manutenção; (iii) encargos regulatórios e ambientais; e (iv) contribuições, taxas e impostos;
- capacidade da Companhia de obter, manter e renovar as autorizações e licenças governamentais aplicáveis, inclusive ambientais que viabilizem os projetos da Companhia;
- fatores negativos ou tendências que podem afetar os negócios da Companhia, participação no mercado, condição financeira, liquidez ou resultados de suas operações;
- instabilidade política no País (inclusive referente a políticas desenvolvidas pelo novo governo do Presidente Jair Bolsonaro ou como resultado de intervenções do governo e/ou novos impostos e tarifas) e mudanças na situação política e macroeconômica do País;

- alterações nas condições gerais da economia, incluindo, exemplificativamente, inflação, taxas de juros, câmbio, nível de emprego, crescimento populacional, confiança do consumidor e liquidez dos mercados financeiro e de capitais;
- interesses de eventuais acionistas controladores;
- incapacidade de cumprir com as restrições contratuais à capacidade de endividamento;
- impactos da recessão econômica e do eventual ajuste fiscal que poderá afetar negativamente o crescimento da demanda na economia brasileira como um todo;
- alterações nas leis e nos regulamentos aplicáveis ao setor de atuação da Companhia, bem como alterações no entendimento dos tribunais ou autoridades brasileiras em relação a essas leis e regulamentos;
- rebaixamento na classificação de crédito do Brasil;
- nível de capitalização da Companhia e sua capacidade de contratar novos financiamentos em termos adequados; e
- outros 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 26 e 90, respectivamente, deste Prospecto, bem como na seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 394.

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.

O INVESTIDOR DEVE ESTAR CIENTE DE QUE OS FATORES MENCIONADOS ACIMA, ALÉM DE OUTROS DISCUTIDOS NESTE PROSPECTO 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.

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, sendo que não se pode assegurar que serão atualizadas ou revisadas em razão da disponibilização de novas informações, de 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 já que 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 baseada somente nas estimativas e declarações futuras contidas neste Prospecto e no Formulário de Referência.

Adicionalmente, os números incluídos neste Prospecto e no Formulário de Referência da Companhia podem não representar totais exatos em razão de arredondamentos efetuados. Sendo assim, os resultados apresentados em algumas tabelas presentes neste Prospecto podem não corresponder ao resultado exato da soma dos números que os precedem, ainda que a diferença seja mínima.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

ESTE SUMÁRIO É APENAS UM RESUMO DAS INFORMAÇÕES DA COMPANHIA. AS INFORMAÇÕES COMPLETAS SOBRE A COMPANHIA ESTÃO NO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA, LEIA-O ANTES DE ACEITAR A OFERTA. AS INFORMAÇÕES APRESENTADAS NESTE SUMÁRIO SÃO CONSISTENTES COM AS INFORMAÇÕES DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA.

Apresentamos a seguir um sumário dos nossos negócios, incluindo nossas informações operacionais e financeiras, nossas vantagens competitivas e estratégias de negócio. Este Sumário contém um resumo das nossas atividades e das nossas 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 367 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 acerca do Futuro” e “Fatores de Risco Relativos à Companhia e à Companhia” deste Prospecto, nas seções “3. Informações Financeiras Seleccionadas”, “4. Fatores de Risco” e “10. Comentários dos Diretores” do Formulário de Referência, bem como nas nossas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas, anexas a este Prospecto a partir da página 165. Declaramos que as informações constantes neste Sumário são consistentes com as informações de nosso Formulário de Referência, 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 PetroRecôncavo S.A. e suas controladas.

ANTES DE TOMAR SUA DECISÃO EM INVESTIR EM NOSSAS AÇÕES, O INVESTIDOR DEVE LER, CUIDADOSA E ATENCIOSAMENTE, TODO ESTE PROSPECTO, INCLUINDO AS INFORMAÇÕES CONTIDAS NAS SEÇÕES “CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES ACERCA DO FUTURO” E “FATORES DE RISCO RELACIONADOS À COMPANHIA E À OFERTA”, NAS PÁGINAS 8 E 90 DESTA PROSPECTO, ALÉM DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA, ANEXO A ESTE PROSPECTO A PARTIR DA PÁGINA 367, ENFATIZANDO AS SEÇÕES “3. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS”, “4. FATORES DE RISCO”, “5. POLÍTICA DE GERENCIAMENTO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS” E “10. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES”, BEM COMO NOSSAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E AS RESPECTIVAS NOTAS EXPLICATIVAS, ANEXAS A ESTE PROSPECTO A PARTIR DAS PÁGINAS 640 E 165, RESPECTIVAMENTE, PARA UM ENTENDIMENTO MAIS DETALHADO DOS NOSSOS NEGÓCIOS E DA OFERTA PROPRIAMENTE DITA. RECOMENDA-SE AOS INVESTIDORES INTERESSADOS QUE CONTATEM SEUS CONSULTORES JURÍDICOS E FINANCEIROS ANTES DE INVESTIR NAS AÇÕES.

Visão Geral

A PetroRecôncavo é uma empresa operadora independente de petróleo e gás e uma das líderes na sua área de atuação no Brasil. Com uma trajetória de mais de vinte anos, somos especializados na operação, desenvolvimento e revitalização de campos maduros em bacias terrestres de óleo e gás (*onshore*) e acreditamos ter um histórico e escala sem comparáveis neste segmento da indústria no país. Fomos uma das primeiras empresas privadas focadas no *onshore* a operar no Brasil após a quebra do monopólio estatal e promulgação da Lei do Petróleo em 1997 e fomos pioneiros em adquirir campos de petróleo *onshore* oriundos do recente programa de desinvestimentos da Petrobras com a aquisição do Polo de Riacho da Forquilha concluída em dezembro de 2019. Atualmente, possuímos 150,6 MMboe de reservas brutas 2P+2C (*working interest*) certificadas, sendo as reservas 2P 34,3 MMboe e os recursos contingentes 2C 116,3 MMboe. Os recursos contingentes estão condicionados: (i) à obtenção das prorrogações contratuais, e/ou (ii) ao fechamento das aquisições dos Polos Remanso e Miranga. Aproximadamente 78% das reservas 2P+2C são reservas 1P+1C.

Nosso modelo de negócios baseia-se na compra (ou na prestação de serviços de operação) de concessões de campos *onshore* maduros, onde acreditamos operar esses campos de forma mais eficiente e revitalizamos e estendemos suas reservas, se possível, por décadas. Acreditamos que nosso modelo de negócios verticalizado nos permite uma diferenciação em relação aos nossos concorrentes. Com mais de 500 colaboradores, nós entendemos ser o maior operador independente de petróleo em terra, com representatividade sobre a produção de petróleo *onshore* do Brasil.

Temos como pilar do nosso modelo de negócios o desenvolvimento de novas reservas provadas em campos já em produção, produzindo com baixo custo operacional e obtendo a otimização do fator de recuperação dos campos. Em geral, nós buscamos ser a operadora de nossos campos, de forma a garantir a replicação desse modelo, aplicando o nosso know-how de forma ágil e eficiente.

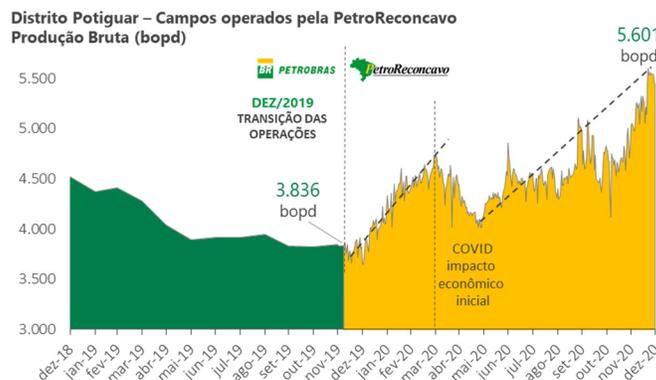
Ao longo de nossa trajetória temos demonstrado a capacidade de incrementar nossa produção e reservas de forma consistente e escalável. Em nossos 21 anos de operação na bacia do Recôncavo, as nossas reservas brutas 2P+2C (*working interest*) (reservas provadas mais prováveis e melhor estimativa de recursos contingentes) passaram de 9,7 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) em fevereiro de 2000 para 23 milhões de boe em dezembro de 2020, sendo as reservas 2P 6,5 milhões e os recursos contingentes 2C 16,5 milhões, de acordo com os relatórios de reserva da Ryder Scott e NSAI, respectivamente, sendo que nesse mesmo período a produção acumulada foi de cerca de 32 milhões de BOE. Isso significa que conseguimos adicionar 45,4 milhões de BOE desde que assumimos a operação na bacia do Recôncavo – um aumento de 4,7 vezes o montante inicial, por um custo médio de desenvolvimento de reservas de aproximadamente US\$13 (treze dólares norte-americanos) por barril de óleo equivalente.

Reservas e Produção Brutas (*working interest*) do Distrito de Recôncavo (MMboe)



Fonte: Relatórios de Reservas e Recursos Contingentes da Companhia emitidos pela certificadora Ryder Scott com data-base de 02/2000 e pela certificadora Netherland, Sewell & Associates, Inc. com data-base de 12/2020.

Na bacia Potiguar, de forma pioneira, adquirimos em 2019 o primeiro e maior polo de produção *onshore* inserido na primeira etapa do programa de desinvestimento da Petrobras, denominado Riacho da Forquilha, com 34 concessões. Já nos primeiros 12 meses de operação, fomos capazes de um incremento de produção de óleo de 38,4% nos campos operados, conforme gráfico abaixo:



Fonte: informações públicas da Agência Natural de Petróleo e Biocombustíveis (ANP).

Adicionalmente, fomos capazes de apresentar forte geração de fluxo de caixa nos ativos por nós operados, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, o que acreditamos demonstrar o sucesso de nosso modelo operacional.

A segurança, robustez, resiliência, e escalabilidade do nosso modelo de negócio resultam de inúmeros fatores como a capacidade, experiência e comprometimento de nosso time executivo, dos nossos times técnico e gerencial, dos processos e sistemas desenvolvidos e aprimorados ao longo de nossa trajetória, de nossa estratégia de verticalização de serviços de campo, e nossa disciplina financeira e de alocação de capital. Acreditamos que este conjunto de capacidades nos torna uma das plataformas mais completas para capturar as recentes oportunidades provenientes da liberalização do mercado de óleo e gás no Brasil e do programa de desinvestimentos da Petrobras.

A Companhia possui receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas, especialmente com as suas afiliadas, Potiguar E&P, Recôncavo E&P S.A. e Recôncavo America LLC, bem como seus acionistas, Perbras e empresas do grupo econômico da PetroSantander.

Indicadores Operacionais e Financeiros

A tabela abaixo apresenta nossos principais dados financeiros e operacionais consolidados para os períodos e datas indicados.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
	(em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)		
Receita líquida	787.841	339.923	299.668
Lucro líquido (Prejuízo líquido)	(81.759)	63.682	72.949
Margem líquida(1)	-10,38%	18,73%	24,34%
EBITDA(2)	474.405	155.857	151.892
Margem de EBITDA(3)	60,22%	45,85%	50,69%
Dívida Bruta(4)	894.040	744.019	5.491
Dívida Líquida (Caixa Líquido)(5)	728.168	677.572	(17.813)
Dívida Líquida/ EBITDA(6)	1,53 x	4,35 x	-0,12 x
Produção média bruta (boe por dia)	11.148	5.083	4.645
Custo médio de produção por boe em R\$(7)	R\$ 54,20	R\$ 83,39	R\$ 73,21
Custo médio de produção por boe em US\$(8)	US\$ 10,50	US\$ 21,11	US\$ 20,06
Produção bruta (boe)	4.080.152	1.855.414	1.695.443
Preço médio à vista do Petróleo Brent (9)	US\$41,96	US\$64,30	US\$71,34
Taxa média de câmbio R\$/US\$ média (10)	R\$ 5,16	R\$ 3,95	R\$ 3,65

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido/prejuízo líquido do exercício dividido pela receita líquida do exercício.

(2) Calculamos o EBITDA em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada ("Instrução CVM 527") e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção ("EBITDA"). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ("BRGAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável aquelas utilizadas por outras companhias.

(3) Margem de EBITDA corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela receita líquida do exercício. A Margem de EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros.

(4) Representa a soma dos saldos de empréstimos e financiamentos presentes no passivo circulante e não circulante.

(5) Representa a dívida bruta, menos os saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

(6) Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividido pelo EBITDA do exercício. A Dívida líquida/(Caixa líquido) não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/(Caixa líquido) não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia.

(7) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no exercício.

(8) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no exercício, divido pela taxa de câmbio média do exercício.

(9) O Brent é cotado em dólar. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

(10) A taxa de câmbio média do exercício corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos exercícios apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

A Companhia apresentou Fluxo de Caixa Livre de R\$360 milhões, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Exercício findo em 31/12/2020	Valores expressos em milhões de R\$
EBITDA	474
Imposto de renda e contribuição social correntes	(15)
Outros(1)	(3)
Fluxo de Caixa Operacional	456
Capex(2)	(96)
Fluxo de Caixa Livre(3)	360

(1) Trata-se de outras variações, tais como variações de contas de balanço, incluindo Contas a Receber, Fornecedores e Impostos a Recolher, dentre outras. (2) O Capex apresentado inclui os investimentos para incremento da produção e perfuração de poços. Não inclui investimentos na aquisição de ativos fixos e investimentos para a aquisição de novos ativos produtores de óleo e gás natural. (3) O Fluxo de Caixa Livre não é uma medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB"). O Fluxo de Caixa Livre não possui significado padronizado e a nossa definição de Fluxo de Caixa Livre pode não ser comparável aquelas utilizadas por outras companhias.

A tabela acima demonstra o fluxo de caixa gerado pelas operações da Companhia, deduzido dos investimentos executados diretamente voltados para incremento da produção de petróleo e gás natural da Companhia.

Papel da Companhia na evolução da indústria onshore no Brasil

Acreditamos ter uma presença marcante e pioneira em etapas importantes da evolução da indústria de exploração e produção (E&P) onshore no Brasil desde a quebra do monopólio estatal em 1997.

Em fevereiro de 2000, nós assinamos um Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) com a Petrobras, para operar o Polo Remanso, composto de 12 campos localizados na Bacia do Recôncavo no estado da Bahia. Entre 2004 e 2007 com participação na quarta, sexta e nona Rodadas de licitações da ANP, nós adquirimos 100% dos direitos sobre áreas que viriam a se tornar cinco concessões próprias, por nós operadas na mesma bacia, correspondendo a 5 campos adicionais.

Os resultados alcançados por nós na operação dos 12 Campos sob contrato com a Petrobras na bacia do Recôncavo são expressivos. A produção em boed destes campos evoluiu de 4,6% do total da bacia em fevereiro de 2000 para 10,9% em dezembro de 2020, demonstrando que um modelo de negócios consistente, quando bem executado, tem potencial de retorno neste tipo de ativo. Este argumento foi utilizado por entidades do setor, e pela própria ANP para sustentar a necessidade de saída da Petrobras da operação de campos maduros nas bacias onshore, abrindo espaço para operadores independentes e criando o novo ciclo na indústria.

No ano de 2019, impulsionados pelas novas oportunidades surgidas neste novo ciclo, com a liberalização do setor e do programa de desinvestimentos da Petrobras, nós adquirimos o Polo Riacho da Forquilha, primeiro ativo onshore deste programa, composto por 34 campos na Bacia Potiguar no estado do Rio Grande do Norte, aumentando significativamente nosso potencial de produção e reservas. Em dezembro de 2020, nós firmamos contrato com a Petrobras para aquisição dos 12 campos do Polo Remanso operados atualmente através de CPCR, possibilitando a extensão da perspectiva de operação destes campos. Finalmente, em fevereiro de 2021, nós firmamos novo contrato com a Petrobras para aquisição dos 9 campos do Polo Miranga.

Em fevereiro de 2021, nós operávamos 47 campos, éramos sócios de mais 4 campos operados por terceiros e havíamos assinado contrato para a aquisição de outros 9 campos, tudo isso em duas das bacias mais significativas do onshore brasileiro, onde detemos cerca de 150,6 milhões de barris de óleo equivalente em reservas brutas (working interest) provadas e prováveis (2P) e recursos contingentes (2C), sendo as reservas provadas e prováveis (2P) 34,3 milhões e os recursos contingentes (2C) 116,3 milhões. A exploração desses recursos contingentes está condicionada a aspectos relacionados à conclusão de transações em curso (Polo Remanso e Polo Miranga) e/ou à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP dos campos dos Polos Remanso e Miranga, além das concessões da Potiguar E&P, conforme detalhado nos relatórios de certificação emitidos pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI, os quais estão sujeitos a premissas que podem não se materializar. Para mais informações, vide fator de risco “**As avaliações dos recursos e das 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, envolvendo significativo grau de incerteza**” do item 4.1 do Formulário de Referência.

É importante ressaltar que, desde março de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) vem autorizando a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a prorrogar os prazos de vigência dos contratos de concessão de campos de petróleo. O texto da resolução indica que “O prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo plano de desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a 27 anos”. A ANP também publicou, em setembro de 2018, a Resolução 749, que regulamenta a redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, como incentivo a novos investimentos nestes Campos.

Modelo de Negócios

Nós procuramos focar na operação e desenvolvimento de projetos visando o aumento na recuperação de reservas de campos maduros de petróleo e gás, que possam ser implementados de forma eficaz em termos de custos e retornos. O nosso objetivo é gerar novas reservas e aumentar a produção otimizando a recuperação final dos Campos, de forma lucrativa, através da implementação de técnicas de recuperação secundária e/ou avançadas.

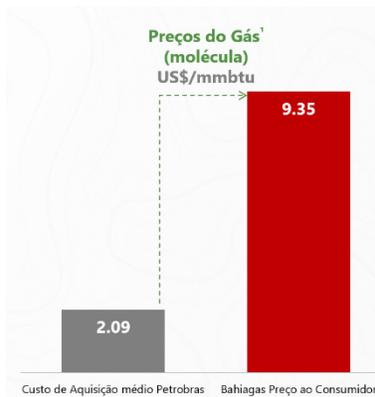
Durante os nossos mais de 20 anos de operações, buscamos aprimorar uma metodologia operacional para a revitalização de campos maduros que consiste principalmente na reativação de poços, na implementação de vários projetos de intervenção em poços já em produção (*workovers*) visando ao aumento na produção dos mesmos, na perfuração de novos poços em áreas de reservas provadas e prováveis (*infill drilling*) e no aprimoramento de suas facilidades, processos e técnicas de produção. Em paralelo, buscamos alocar recursos significativos dos nossos profissionais no estudo da geologia e nas propriedades estruturais, físico-químicas dos vários reservatórios visando subsidiar as intervenções e perfurações, bem como avaliar a viabilidade da implementação de projetos de recuperação secundária. Acreditamos que a implementação bem-sucedida desses projetos de recuperação secundária e/ou avançada, inicialmente na forma de piloto de modo a mitigar riscos e posteriormente através da ampliação/execução destes em escala integral no futuro nos permitirá ampliar nosso volume de reservas, incrementar a produção e otimizar a recuperação dos campos, aumentando o retorno sobre o capital aplicado e, por consequência, o retorno de nossos acionistas.

Embora cada campo e reservatório com suas características próprias possa requerer estratégias de desenvolvimento e ações/intervenções específicas, nós buscamos aplicar nossa metodologia de forma consistente, como um diferencial competitivo, aprimorando os processos e técnicas que subsidiam a sua implementação e sobretudo buscando de forma incessante ganhos de produtividade que nos permita reduzir nossos custos de desenvolvimento e operação e ampliar a nossa capacidade de execução. O controle e redução destes custos, em conjunto com uma disciplina na avaliação de projetos e alocação de capital, permitem a ampliação do número de projetos que se mostram viáveis, o que acreditamos levar a um consistente aumento do volume de reservas, mesmo com produção crescente, alcançando uma otimização do fator de recuperação dos campos.

Nós realizamos, majoritariamente com equipamentos e equipes próprias as atividades de perfuração, reparo de poços, intervenções diversas em poços incluindo *workovers*, acidificações, estimulações, cimentações, abandonos dentre outros inúmeros procedimentos e processos essenciais ao desenvolvimento de nossos campos. Acreditamos que nossa estratégia de verticalização nos permite uma maior independência e autonomia na execução de nossos programas de desenvolvimento dos campos e traz uma maior segurança e menores custos, sobretudo pela expertise e ganhos de produtividade conquistados ao longo dos e pelos investimentos em capacitação e baixo *turnover* das equipes. Além disso, esta estrutura verticalizada propicia maiores sinergias e alinhamento de interesses e é um enorme diferencial competitivo, difícil de ser replicado, sobretudo dadas as características e o momento atual da indústria de óleo e gás onshore no Brasil.

Estamos constantemente avaliando as diversas oportunidades advindas das medidas de alteração do modelo regulatório da indústria, sobretudo decorrentes dos programas Programa de revitalização da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres. (REATE) e Novo Mercado de Gás, do Governo Federal. No caso específico do gás, avaliamos diversas alternativas de monetização que variam desde a venda direta para distribuidoras estaduais de gás canalizado, empresas focadas em gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito (GNL) e companhias que operam no modelo “gas-to-wire”. Embora nós pretendemos manter nosso foco prioritariamente nas operações de “*upstream*” em Campos Maduros, mantemos uma avaliação permanente de alternativas e oportunidades na área de “*midstream*”

e de comercialização, dada a perspectiva de saída da Petrobras de sua posição dominante em vários elos da cadeia produtiva de hidrocarbonetos contidas entre o produtor e o consumidor final. Acreditamos que desta forma teremos oportunidades de ampliação do nosso escopo de atividades e de captura de margem adicional, pois conforme demonstrado no gráfico abaixo, existe atualmente uma margem muito alta entre os preços médios de aquisição do gás pela Petrobras junto aos produtores independentes e o preço do gás que chega para o consumidor industrial.



Fontes: ANP e Resolução Agerba

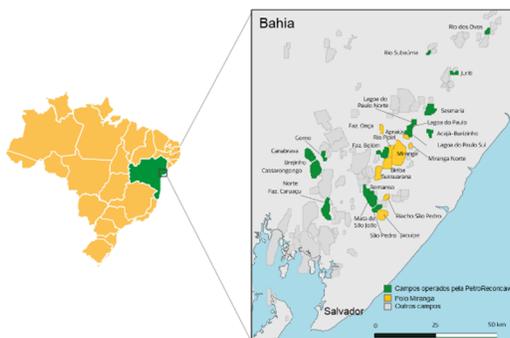
Nota: 1) Todo o custo da molécula incluindo impostos; preço médio de aquisição da Petrobras entre produtores para as bacias de Camamu, Recôncavo, Potiguar, Santos e Campos, são de novembro de 2020; preço da Bahiagas para o consumidor industrial 20.001-35.000 m3/d, de 01/11/2020. Todo o custo da molécula incluindo impostos; preço médio de aquisição da Petrobras entre produtores para as bacias de Camamu, Recôncavo, Potiguar, Santos e Campos, são de novembro de 2020; preço da Bahiagas para o consumidor industrial 20.001-35.000 m3/d, de 01/11/2020.

Ativos de produção de óleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos

Em Dezembro de 2020, operávamos, eramos concessionária ou estávamos em processos de aquisição dos seguintes ativos produtores de Óleo e Gás:

Distrito Recôncavo:

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo.



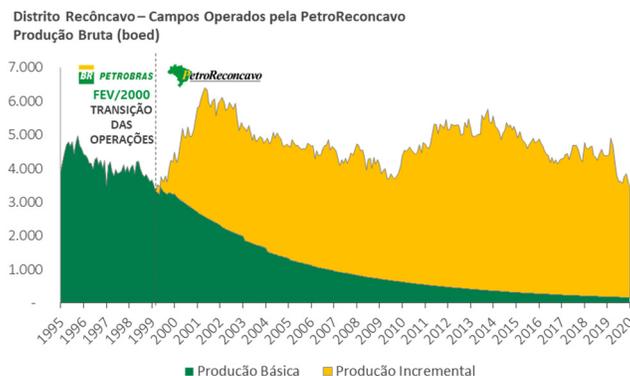
A bacia foi descoberta em 1952. Os campos do Distrito Recôncavo possuem estimativa de óleo no local original (STOPIP – Stock Tank Original Oil in Place) de aproximadamente 592 MMboe, produção histórica acumulada de 121 MMboe e reservas brutas de óleo e gás equivalentes a 23 MMboe (2P+2C). O Petróleo produzido no Distrito Recôncavo possui nível de enxofre de aproximadamente 0,056%. Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (*onshore*) de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, que constituem o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço, a serem apresentados pela Petrobras, desde julho de 2020 até a data de fechamento; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras.

Operamos os campos deste Polo através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. Assim, este Contrato, que tem validade até agosto de 2025, deverá ser extinto na data do “closing” da transação de compra do Polo Remanso, quando esses campos passarão a ser operados como concessões próprias. As 12 concessões que compõem este polo são da chamada “rodada zero” que atualmente se encerram em agosto de 2025, podendo ser estendido o prazo das mesmas por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto a ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.

Nos termos do CPCR, todo o petróleo e o gás natural produzidos por nós nos 12 campos de concessão da Petrobras pertencem à Petrobras e devem ser entregues a ela. Recebemos uma taxa de serviço, que em 31 de dezembro de 2020, era de R\$32,93 por boe por certos volumes de petróleo e gás natural produzidos dentro de uma curva de produção pré-negociada e declinante designada “Curva Básica”, a qual pressupõe níveis de produção decrescentes em tais campos, presumindo-se a ausência de investimento para revitalizá-los. Contudo, como a premissa do Contrato de Produção é de que a produção desses campos poderá ter um aumento significativo se forem efetuados investimentos para aprimorar e otimizar sua produção, o CPCR também estabelece que os volumes produzidos acima da Curva Básica, designados “Produção Incremental”, serão compartilhados entre nós e a Petrobras na proporção de 85% e 15%, respectivamente. Ademais, a Petrobras é obrigada a contribuir com 15% dos gastos de capital planejados que constam de plano de investimento que apresentamos para sua revisão e aprovação anualmente, enquanto a PetroReconcavo deve investir os 85% remanescentes.

O preço de referência dos volumes de petróleo incremental que nós entregamos à Petrobras nos termos do CPRC toma por base o *benchmark* estabelecido pelo mercado de petróleo cru *Brent*, ou *Brent*, que é utilizado para precificar aproximadamente dois terços do fornecimento de petróleo cru negociado internacionalmente. O preço de referência do gás natural que entregamos à Petrobras é de 97% do preço médio para uso industrial desta *commodity* no Estado da Bahia. Em 31 de dezembro de 2020 este preço era de R\$1.215 por Mm³ de gás natural.

Desde a celebração do CPRC com a Petrobras em 2000, aumentamos com sucesso a Produção Incremental bruta nos 12 campos de concessão da Petrobras, conforme demonstra o gráfico abaixo. Em dezembro de 2020 tal Produção Incremental representava 3.323 boe por dia, ou 95,3% da nossa produção diária média bruta de 3.485 boed.

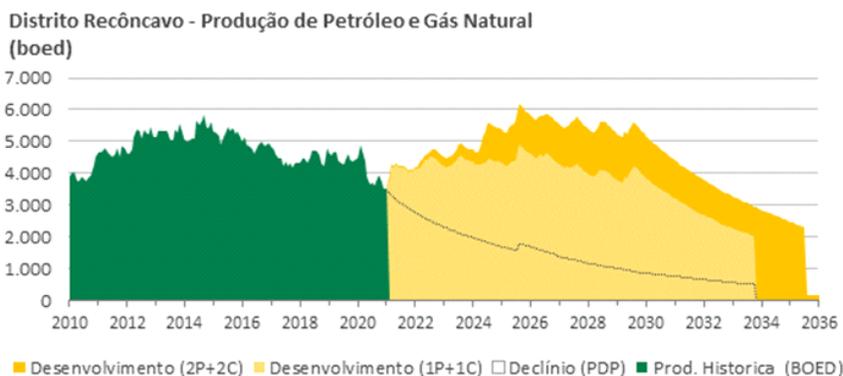


Fonte: informações públicas da Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP) e sistema interna de controle de produção.

Ao longo dos mais de 20 anos operando este ativo, elevamos a participação deste conjunto de campos de 4,6% para 10,9% da produção total da Bacia em boed (referência ANP BDEP dez/2020), com fortes resultados operacionais e financeiros, que, acreditamos, validam a nossa estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios.

Além disso, entre os anos de 2003 e 2007, a Reconcavo E&P, subsidiária da PetroReconcavo, adquiriu, através de Rodadas de Licitações da ANP, cinco áreas na parte norte da Bacia do Recôncavo, correspondentes aos Campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho. As concessões destes campos se encerram entre os anos de 2029 e 2031 e que também poderão estar sujeitos a solicitação de extensão.

A nossa produção média nos ativos do Distrito Recôncavo em dezembro de 2020 foi de aproximadamente 3.251 barris de óleo por dia (bopd) e 66 mil m³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2020, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, a Companhia detém, no Distrito Recôncavo, aproximadamente 23,0 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P+2C (working interest), sendo 6,5 milhões de boe em reservas 2P e 16,5 milhões de boe em recursos contingentes 2C. Estes recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Remanso e seu subsequente *closing*, e da extensão das concessões.



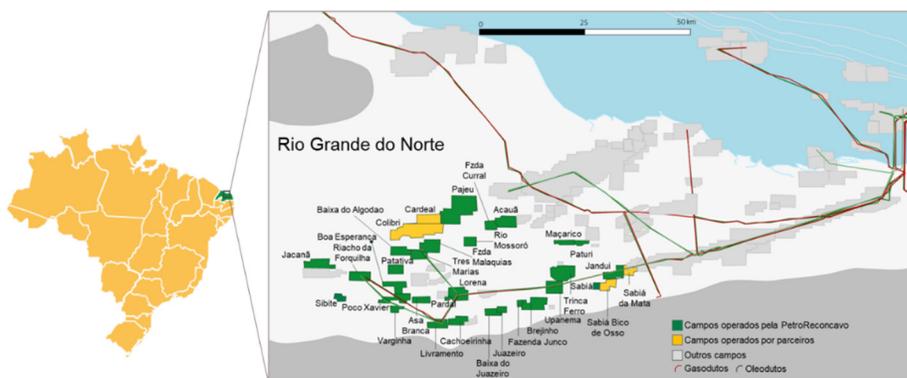
Fonte: 2010 a 2020 – Sistema interno de controle de produção. 2021 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI.

Distrito Potiguar

Em 9 de dezembro de 2019, a PetroReconcavo, através da subsidiária Potiguar E&P, concretizou a aquisição da participação da Petrobras nos campos do Polo Riacho da Forquilha, primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras. O Polo, situado no estado do Rio Grande do Norte, é composto por 34 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda e 2 com a Partex Brasil Ltda.

A bacia foi descoberta em 1984. Os campos do Distrito Potiguar possuem estimativa de óleo no local original (STOPIP – Stock Tank Original Oil in Place) de aproximadamente de 793 MMboe e produção histórica acumulada de 159 MMboe. O petróleo produzido no Distrito Potiguar possui grau API entre 25 e 37 e nível de enxofre de aproximadamente 0,05%.

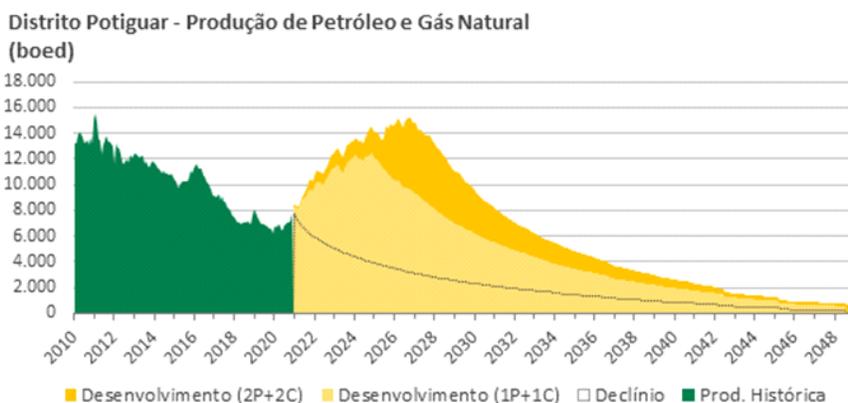
O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Potiguar, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo através de sua subsidiária Potiguar E&P.



Nos primeiros 12 meses de operação nós obtivemos um incremento de cerca de 40% nos volumes de produção em BOPD, não apenas validando a sua estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios, como também comprovando a sua escalabilidade, e aplicabilidade de forma rápida em novos ativos por ela adquiridos.

Dos 34 contratos de concessão atuais, 22 se encerram em 2025 e os demais 12 entre 2032 e 2039, todos com a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. A Potiguar E&P já submeteu à ANP a solicitação de extensão e os novos planos de desenvolvimento, inclusive com a proposta de redução de royalties sobre a produção incremental, para 11 Campos da rodada zero e aguarda o pronunciamento da Agência Reguladora.

A nossa produção média nos ativos na bacia Potiguar em dezembro de 2020, incluindo participação nos campos operados por parceiros, foi de aproximadamente 6.538 barris de óleo por dia (bopd) e 211 mil m³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2020, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, nós detemos aproximadamente 64,1 milhões de barris de óleo equivalente em reservas brutas 2P (27,8 milhões de boe) e em recursos contingentes 2C (36,3 milhões de boe) nesse ativo. Estes recursos estão contingentes apenas da extensão das concessões.



Fonte: 2010 a 2019 – Petrobras. 2020 – Sistema interno de controle de produção. 2021 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI

Polo Miranga:

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, subsidiária da PetroReconcavo, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (onshore) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP e do CADE, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço, tendo em vista que a data efetiva da transação será a data do fechamento da transação; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024, conforme tabela abaixo, a ser pago em março do ano seguinte:

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

Brent Médio	2022	2023	2024	Total
Abaixo de \$50	0	0	0	0
Entre \$50 e \$55	10	10	5	25
Entre \$55 e \$60	15	15	10	40
Entre \$60 e \$65	20	20	15	55
Acima de \$65	27,5	27,5	30	85

Com relação aos até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024, e com base na curva de preços futuros de 09 de Abril de 2021, apenas US\$40,0 milhões estavam “in the money”, ou seja, seriam devidos caso a curva futura mencionada se confirme.

Curva Futura de Petróleo Tipo Brent em 09 de Abril de 2021:

Ano	Brent Médio no Ano ⁽¹⁾ (US\$/bbl)	Pagamento Contingente Estimado (US\$MM)
2022	59,30	15,0
2023	57,49	15,0
2024	56,35	10,0
Total		40,0

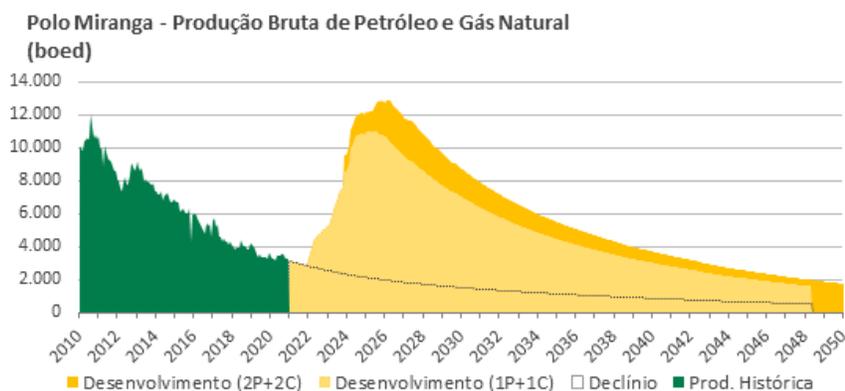
Fonte: (1) Futures Daily Market Report for ICE Brent Futures 09-Apr-2021

Além disso, a Companhia vem estudando alternativas de hedge destes pagamentos contingentes futuros, tendo inclusive recebido proposta indicativa no valor aproximado de US\$47 milhões à vista para fixar tais possíveis pagamentos futuros, tendo tal proposta utilizado como referência as curvas futuras de 09 de Abril de 2021.

A produção média do Polo Miranga em 2020 foi de aproximadamente 899 barris de óleo por dia (bopd) e 377 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 estará sujeito à aprovação da agência reguladora.

As operações do Polo Miranga iniciaram em 1961 e de acordo com a certificação de reservas e recursos contingentes da consultoria NSAI, conforme relatório datado de 22 de fevereiro de 2021, existem aproximadamente 63,4 milhões de barris de óleo equivalente, reservas brutas, de recursos contingentes 2C nesse ativo. Estes recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Miranga e seu subsequente *closing*, e da extensão das concessões.

A figura abaixo, demonstra a produção histórica recente do Polo Miranga, bem como as projeções de produção previstas no relatório da NSAI. Essas projeções estão sujeitas a várias premissas que podem não se materializar. Para mais informações, vide fator de risco "As avaliações dos recursos e das 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, envolvendo significativo grau de incerteza" no item 4.1 do Formulário de Referência.



Fonte: 2010 a julho de 2020 – Petrobras. Agosto 2020 a dezembro 2020 – ANP. 2021 em diante – Relatório de Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI

Visando a comercialização de gás natural a ser produzido pela Companhia nos campos do Polo Miranga, a Companhia assinou Termo de Compromisso com a Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás para a venda de determinado volume de gás natural proveniente dos referidos campos. O acordo tem como condições precedentes, dentre outros, a conclusão da transação do Polo Miranga e a construção, por ambas as partes, das infraestruturas necessárias para a interconexão entre os sistemas de produção e distribuição e estabelece as condições e cláusulas essenciais que serão refletidas no contrato a ser celebrado entre as partes.

Estudo de Caso: Campo Mata de São João

O plano de recuperação do campo de Mata de São João demonstra a capacidade de execução da Companhia, tendo sido capaz de alavancar a produção de petróleo de 111 bopd para 1.714 bopd em 15 anos. A operação do campo, em 2000, contava com 6 poços produtores, 1 injetor, e uma pressão no reservatório de 290 psi. Em 2020 passou-se a ter 9 poços produtores, 11 injetores e uma pressão de reservatório entre 1.200 e 1.400 psi.



Fonte: 1990 a 2000: Petrobras, 2000-2020: Sistema Interno de Controle de Produção.

Todas as estimativas apresentadas partem da premissa de que a Companhia será capaz de obter, junto à ANP, a extensão dos prazos dos

contratos de concessão relativos a cada um dos ativos de produção ao final dos seus respectivos termos.

As informações sobre as reservas e os recursos contingentes da Companhia incluídas no Formulário de Referência têm como base relatórios técnicos emitidos em 20 de janeiro de 2021 e 22 de fevereiro de 2021 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro. Para maiores informações vide item 4.1 – fatores de risco.

Para os objetivos desses relatórios, a NSAI não realizou nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinou o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigaram possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades e, portanto, suas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

Diferenciais Competitivos

Nós acreditamos estar estrategicamente posicionados para nos beneficiarmos das oportunidades de crescimento no setor de operação, desenvolvimento e revitalização de Campos Maduros terrestres no Brasil que vêm surgindo a partir do programa de desinvestimentos da Petrobras e da abertura do setor de gás natural. Acreditamos que nosso histórico, único no setor, assim como diversos outros diferenciais competitivos listados abaixo, em conjunto com o momento histórico pelo qual passa o setor no Brasil, proporcionam uma enorme oportunidade de geração de valor para nossos acionistas.

Modelo de negócio comprovado, escalável e com capacidade de execução diferenciada

Acreditamos ser a única operadora independente que pode demonstrar efetiva experiência, escala e sobretudo um *track record* positivo no desenvolvimento de Campos Maduros nas bacias terrestres brasileiras.

Ao longo de mais de 20 anos de operações, nós desenvolvemos e temos aprimorado um modelo de negócio comprovado e que acreditamos ter capacidade de execução diferenciada. O sucesso deste modelo se demonstra pelos sólidos resultados operacionais e financeiros apresentados ao longo de nossa trajetória, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, inclusive em meio à recente pandemia e recessão global.

Dentre estes resultados destacamos a grande geração de caixa durante o período, mesmo com um investimento significativo no desenvolvimento de nossos campos, e incrementos significativos nos volumes de reservas provadas, mesmo após décadas de produção. Como exemplo, em nossos 21 anos de operação na bacia do Recôncavo, as nossas reservas brutas 2P+2C (*working interest*) (reservas provadas mais prováveis e melhor estimativa de recursos contingentes) passaram de 9,7 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) em fevereiro de 2000 para 23 milhões de boe em dezembro de 2020, sendo as reservas 2P 6,5 milhões e os recursos contingentes 2C 16,5 milhões, de acordo com os relatórios de reserva da Ryder Scott e NSAI, respectivamente, sendo que nesse mesmo período a produção acumulada foi de cerca de 32 milhões de BOE. Neste mesmo período, a Companhia distribuiu dividendos para seus acionistas num montante de aproximadamente R\$ 440 milhões.

Adicionalmente, os resultados observados no primeiro ano de nossas operações na Bacia Potiguar atestaram a escalabilidade deste modelo de negócios. A produção de óleo dos 30 campos operados nesta Bacia, entre a data de início das operações em dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2020, registrou um aumento de cerca de 40% no período, e as reservas 2P + 2C líquidas incrementaram em aproximadamente 13% quando comparadas com a certificação de reservas de 31/12/2018 e descontada a produção no período, mesmo com todas as condições desafiadoras deste período por conta da crise causada pela COVID-19.

Nós acreditamos deter uma capacidade de execução diferenciada e que os resultados positivos reportados se devem, principalmente, ao nosso expertise como operadora, já que operamos quase todos os campos nos quais detemos interesse econômico. Apenas nos campos operados na Bacia do Recôncavo, executamos ao longo da nossa trajetória mais de mil projetos de intervenção em poços (*workovers*) e dezenas de perfurações de poços em áreas de reservas provadas ou prováveis, tendo sido capazes de gerar ao longo dos anos ganhos de produtividade e redução nos custos de intervenção e perfuração.

Acreditamos que esta capacidade nos permite gerenciar melhor nossas atividades e controlar custos, levando a um contínuo aprimoramento do modelo negócio e a incorporação de habilidades e áreas de expertise levando a uma execução mais segura, eficiente e com mais escala.

Ativos operados já em produção, com volume expressivo de Reservas de hidrocarbonetos de qualidade e baixo risco

Nós nos especializamos na operação de Campos Maduros que, em geral, apresentam infraestrutura bastante desenvolvida e baixo risco exploratório. Os campos nos quais detemos interesse econômico, ou que estão em processo de aquisição, têm volumes expressivos de Reservas 2P e 2C, sendo que as reservas 1P + 1C representam 78% do total. As reservas 1P totalizam 24,3 milhões de barris de óleo equivalente e representam 79% das reservas 2P, enquanto os recursos contingentes 1C totalizam 81,7 milhões de barris de óleo equivalente e representam 77% dos recursos 2C. As Reservas Provadas (1P) e os Recursos Contingentes de Menor Estimativa (1C) possuem a mais alta probabilidade de sucesso de recuperação dentre as categorias estabelecidas no setor e o mais baixo grau de incerteza, o que se traduz em um menor risco potencial em relação às atividades exploratórias.

Os nossos ativos destacam-se ainda por uma produção de óleo de altíssima qualidade (*API médio superior a 35 na Bacia do Recôncavo e entre 25 e 37 na Bacia Potiguar). A produção de gás natural também apresenta boa atratividade comercial, elevado poder calorífico, que se traduz em bom potencial para produção de Líquidos de Gás Natural, tais como o GLP, e sem a presença de contaminantes em valores expressivos ou além dos limites regulatórios vigentes. Os hidrocarbonetos são em geral produzidos a partir de reservatórios convencionais, com boas qualidades físico-químicas e características permo-porosas que permitem o desenvolvimento adequado, com métodos e custos compatíveis com os preços atuais de óleo e gás no mercado, propiciando a atuação no sentido de maximizar os fatores de recuperação, muito além dos volumes até então produzidos.

Administração experiente, com alto comprometimento, e suportada por sócios fundadores comprometidos e focados na indústria

Uma grande parte do nosso time executivo trabalha em conjunto há pelo menos 13 anos, sendo que o COO e CFO estiveram envolvidos com a Companhia desde a sua fundação em fevereiro de 2000. A alta administração é composta por diretores e gestores altamente comprometidos, com alinhamento de interesses com os acionistas, sendo vários deles egressos do programa de trainee desenvolvido pela Companhia ao longo de mais de uma década.

Contamos com uma equipe experiente composta por profissionais técnicos especializados em atividades de produção, gestão de reservatórios, perfuração, serviços especializados, manutenção, gestão e administração de projetos, direcionadas especificamente a operações de Campos Maduros de petróleo e gás.

Além disso, os acionistas fundadores da Companhia, PetroSantander e Perbras, que atualmente detêm 49% e 14% (incluindo participações detidas pelos sócios da Perbras), respectivamente, da nossa participação, possuem vasta experiência na operação de campos maduros e na prestação de serviços para o setor de petróleo e gás no Brasil e no exterior. A PetroSantander é especializada na operação de campos maduros onshore e na prestação de serviços para o setor de petróleo e gás no Brasil e no exterior, conduzindo atividades similares às nossas nos Estados Unidos, Colômbia e Romênia. A Perbras é uma empresa brasileira que opera há mais de 55 anos no setor brasileiro de petróleo e gás mediante a prestação de serviços de suporte e demais serviços a empresas do setor de E&P. Acreditamos sermos capazes de tirar proveito

máximo das melhores oportunidades em nosso setor de atuação porque contamos com o suporte da expertise técnica dos nossos acionistas fundadores.

Operações eficientes, estrutura verticalizada de baixo custo e disciplina financeira elevada

Buscamos operar dentro de um modelo “*low cost*” que permita a operação lucrativa de campos maduros mesmo em condições adversas de preços. Para tanto, procuramos combinar baixos custos de desenvolvimento, baixos custo de extração, manutenção e “*overhead*”, com uma elevada disciplina financeira, onde cada projeto a ser executado é rigorosamente avaliado sob a perspectiva de risco/retorno e priorizado/aprovado com base nesta avaliação. Esta combinação nos permite executar mais atividades de desenvolvimento, aumentar a produção e otimizar a recuperação dos campos operados.

As características e história do desenvolvimento da indústria “*onshore*” no Brasil, sobretudo a longa predominância de um único operador com características de NOC (“*National Oil Company*”), tem gerado o que acreditamos ser distorções no mercado, sobretudo na área de serviços de campo (“*oilfield services*”). Altos custos de serviços especializados, combinados com baixa disponibilidade de equipamentos, e sobretudo carência de mão de obra capacitada são potenciais obstáculos ao desenvolvimento e operação de campos maduros de forma produtiva e contínua. Estes fatores têm se agravado em decorrência do período relativamente longo de sub investimento nos campos terrestres pela operadora dominante. Historicamente, tendo enfrentado estes obstáculos por duas décadas, nós optamos por desenvolver uma estrutura operacional verticalizada, onde as principais atividades são constantemente avaliadas quanto a necessidade e viabilidade para internalização, considerando as economias de custo, sinergias e autonomia operacional que podem ser obtidas.

Procuramos internalizar atividades críticas tais como serviços de perfuração, reparo de poços, intervenções diversas em poços incluindo “*workovers*”, operações de estimulação em poços (acidificações e estimulações orgânicas), operações de cimentação de necessárias durante a construção e durante a vida útil dos poços, operações de abandono de poços, dentre outros inúmeros procedimentos e processos essenciais ao desenvolvimento dos campos que operamos. Operamos internamente uma expressiva frota de equipamentos de “*oilfield services*”, tais como sondas de *workover*, *wellservice* e *perfuração*, unidades de bombeio e estimulação, dentre outros. Em dezembro de 2020, além da internalização dos equipamentos, temos ainda cerca de 40% da nossa força de trabalho alocada na execução destes serviços, com baixo *turnover*, compensação e benefícios atrativos, sendo capacitada para exercer suas funções com maior segurança e capacitação. A nossa administração identifica este aspecto como um diferencial competitivo que acredita ser de fundamental relevância para a escalabilidade de nosso modelo de negócios, como demonstrado pela rápida e eficaz incorporação dos ativos na Bacia Potiguar. A necessária maturação de procedimentos e processos internos em áreas críticas ao desenvolvimento leva tempo.

Os ganhos de eficiência e redução de custos dos serviços internalizados são evidenciados, por exemplo, por nossa eficiência de sondas de *workover* e *perfuração*, além dos baixos custos de operações de estimulação, quando comparados com serviços realizados por terceiros. Ao avaliar o tempo médio de intervenções de sondas em poços da Companhia, constata-se que o tempo médio dos serviços realizados por sondas e equipes próprias é de 3,29 dias, comparado com a média de 3,72 dias quando os mesmos serviços são realizados com sondas e equipes de terceiros, o que dá um ganho que produtividade de 12% (dados internos da Companhia). No caso das operações de perfuração, a velocidade média das três perfurações realizadas pela Companhia com sonda e equipes próprias em 2020 foi de 150 m/dia (dados internos da Companhia, considerando profundidade total perfurada dividido pelo tempo de perfuração), enquanto que a velocidade média das 6 perfurações realizadas em poços terrestres em campos de outros operadores em bacias maduras do Brasil foi de 86 m/dia (fonte: ANP). Com relação a operações de fraturamento, o custo médio acumulado desde o início da operação da unidade própria, no primeiro trimestre de 2019, é de 32,75 mil dólares por operação (estudo interno da Companhia), enquanto que a média de custo de operações similares quando executadas por terceiros seria de 75,40 mil dólares (baseado em propostas comerciais), o que representa uma redução de 57%.

Além dos benefícios de uma estrutura verticalizada conforme descrito acima, temos implementado um processo contínuo de Transformação Digital e aplicação de Internet das Coisas em ambiente Industrial (*IIO7*). Esta iniciativa, que passa pelo monitoramento remoto por dados e imagem de poços, estações, equipamentos, facilidades e processos, visa garantir a redução do volume de perdas de produção, alcançar a excelência na gestão de ativos e incrementos de produtividade em geral, sobretudo resultantes do modelo operador/mantenedor e da extensiva coleta e análise de dados de operação, gerando modelos preditivos e contribuindo para aumentar a sustentabilidade, eficiência e a competitividade das nossas operações.

Alto potencial de crescimento orgânico e através de aquisições potenciais

Os nossos ativos de produção estão localizados nas bacias do Recôncavo e Potiguar, que possuem um dos maiores volumes de hidrocarbonetos dentre as bacias *onshore* maduras no Brasil, de acordo com a ANP. As nossas concessões e os campos que operamos por meio do CPCR contêm um volume total significativo de Petróleo Original *in situ* que, em muitos casos, ainda estão longe de alcançar os percentuais de recuperação ótimos, ou mesmo dentro de padrões internacionais, de reservas maduras convencionais.

Em dezembro de 2020 o fator de recuperação médio de óleo dos campos dos Distritos Recôncavo e Potiguar e do Polo Miranga, definidos como Percentual do Original Oil in Place (OOIP) estava em cerca de 23%. Somando-se as reservas 2P e 2C certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 27%. Baseado em referências internacionais, a expectativa de recuperação final (*Estimate Ultimate Recovery – EUR*) de petróleo para reservatórios convencionais como os operados pela Companhia seria em torno de 35%. Para efeitos de comparação, a ANP estima que a expectativa de recuperação final média do Brasil é 21%, enquanto na Noruega, por exemplo, somente para o petróleo, esse fator chega a mais de 50%.

Para gás natural, o fator médio de recuperação era de 56%. Somando-se as reservas 2P e 2C de gás certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 72%. Estes baixos fatores de recuperação atualmente verificados nos nossos ativos, mesmo considerando-se as reservas certificadas até o momento, indicam que os mesmos oferecem a oportunidade para o desenvolvimento e implementação de inúmeros projetos específicos de otimização do ponto de vista de gestão de reservatório e projetos de recuperação avançada de modo a garantir que continuemos agregando reservas adicionais nos próximos anos.

Gás		Óleo	
Volume de Reservas (BCF)	Fator de Recuperação	Volume de Reservas (MMBO)	Fator de Recuperação
+ 368 (Benchmark Internacional EUR) ³	90%	+ 151 (Benchmark Internacional EUR) ³	35%
+ 337 (Reservas 2P + 2C)	72%	+ 99 (Reservas 2P + 2C)	27%
1.184 (Produção Acumulada) ⁴	56%	453 (Produção Acumulada) ⁴	23%

Fonte: histórico de produção obtidos no sistema interno de controle da produção para a produção cumulativa e Relatórios de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI

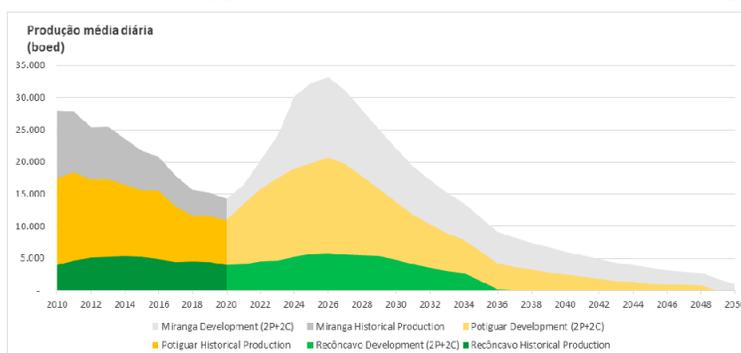
Notas: 1) Reservas brutas 2P + 2C de acordo com o Relatório de reservas; 2) As reservas brutas e o percentual nos campos operados em consórcios correspondem a 151 MMBOE 2P + 2C; 3) Benchmark internacional EUR é uma estimativa adotada pela companhia e não é certificado pela NSAI; 4) Produção acumulada até dezembro de 2020.

Temos participado ativamente do processo de gestão de portfólio e desinvestimento de ativos de exploração e produção da Petrobras. Ao longo dos últimos quatro anos alocamos recursos técnicos e financeiros na avaliação detalhada de vários ativos em bacias maduras brasileiras, sejam elas *onshore* ou *offshore* nas chamadas “águas rasas”. Ao longo deste processo concluímos a aquisição de um polo (Riacho da Forquilha), de forma pioneira dentro do processo, e firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras em outros dois polos (Remanso e Miranga). Este sucesso na aquisição de campos demonstra a nossa capacidade de estruturar projetos complexos e sermos competitivos no processo de aquisição de campos, sobretudo pelo conhecimento da atividade de *onshore* no país e pelos diversos diferenciais competitivos demonstrados. Acreditamos ainda que as aquisições efetuadas tiveram como alvo alguns dos ativos mais interessantes até o momento e que tais aquisições foram feitas por valores reduzidos e capazes de proporcionar retornos atrativos para os nossos acionistas.

Empresa	Preço de Fechamento	Contrato Assinado	Total	Produção Média 2020 (boed)	Investiment o médio (MMUSD/boed)
PetroReconcavo	Riacho da Forquilha (USD 384,2 MM)	Remanso (USD 30 MM) Miranga (USD 220,1 MM)	USD 634,3 MM	14.619	43
Petroleum	Macau (USD 191,1 MM)	Fazenda Belém (USD 35,2 MM) Rio Ventura (USD 94,2 MM) Recôncavo (USD 250 MM)	USD 570,5 MM	11.388	50
Keroson Oil	-	Cricaré (USD 155 MM)	USD 155 MM	1.759	88
eneva	Azulão (USD 56,5 MM)	-	USD 56,5 MM	-	-
IHETAHE	Legos Parda (USD 10,847 MM)	-	USD 10,847 MM	-	-
CENTRAL	Ponta do Mel (USD 7,2 MM)	-	USD 7,2 MM	-	-
Petro	Tucano Sul (USD 3,173 MM)	-	USD 3,173 MM	-	-
energizzi	-	Rabo Branco (USD 1,5 MM)	USD 1,5 MM	-	-

Fonte: Petrobras e ANP

Abaixo apresentamos a produção histórica e a projeção (2P+2C) dos campos do Distrito Recôncavo, Distrito Potiguar e Polo Miranga.



Fontes: Dados de Recôncavo: 2010 a 2020 – Sistema interno de controle de produção; 2021 em diante - Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI. Dados de Potiguar: 2010 a 2019 – Petrobras; 2020 – Sistema interno de controle de produção; 2021 em diante - Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI. Dados de Miranga 2010 a julho de 2020 – Petrobras; Agosto 2020 a dezembro 2020 – ANP; 2021 em diante - Relatório de Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI

Devemos continuar a focar esforços na avaliação dos demais ativos remanescentes dentro do Programa de Desinvestimento da Petrobras, que ainda representam cerca de 70% (equivalente a 70 mil boed, conforme dados da ANP de dezembro de 2020) da produção atual de hidrocarbonetos nas bacias maduras do nordeste brasileiro e Espírito Santo, assim como outras oportunidades para aquisições.

Desvantagens competitivas:

Em decorrência das operações da Companhia e suas subsidiárias estarem vinculadas exclusivamente à Petrobras S.A., os resultados da Companhia e de suas controladas podem ser afetados em virtude da dependência de apenas um cliente. Para maiores informações sobre desvantagens competitivas, vide item 4.1 do Formulário de Referência, descrição dos fatores de risco.

Estratégias

Pretendemos continuar crescendo de forma sustentável, seja pela aplicação de nosso comprovado modelo de desenvolvimento em ativos existentes, seja avaliando novas oportunidades de aquisição de ativos ou de desenvolvimento de negócios no setor. Dessa forma, nossa estratégia inclui as seguintes diretrizes:

Maximizar valor sobre projetos existentes

Priorizamos o aumento da rentabilidade dos nossos ativos por meio da aplicação de nosso modelo de negócio de exploração e desenvolvimento de reservas com baixos custos, disciplina na alocação de capital, da captura de sinergias e ganhos de escala, e da otimização da estrutura de capital.

Por meio de nossas recentes aquisições, ampliamos consideravelmente a nossa escala, incorporando ativos maduros com enorme potencial de desenvolvimento e significativo volume de reservas de óleo e gás de alta qualidade. Além disso, tais aquisições foram realizadas por preços competitivos e bons termos.

	Potiguar	Recôncavo	Miranga
Valor da Proposta (US\$MM)	384.20	30.00	220.10
Depósito (US\$MM)	28.82	4.00	11.00
Ajuste de Preço (US\$MM)	(32.75)	A Definir	N/A
Valor Pago ou a Pagar no Fechamento (US\$MM)	266.4	21.00 ²	44.00
Pagamentos Diferidos (US\$MM)	56.23 ³	5.00 ¹	80.10
Pagamentos Contingentes Atrelados ao preço do Brent (US\$MM)	N/A	N/A	Máx. 85.00
Taxa de Juros (Financiamento da Aquisição)	Libor 3 meses + 6.3%	N/A	USD + 4,9633% ⁴

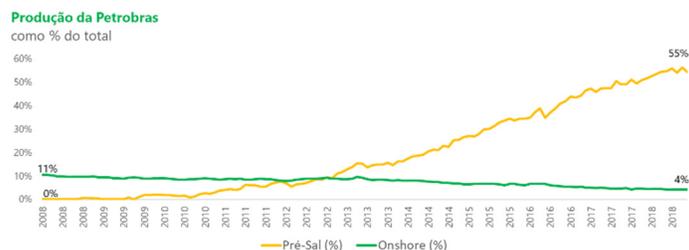
Notas: 1) Pagamento 1 ano após o fechamento; 2) esses US\$21,00 serão ajustados, para mais ou para menos, a partir dos ajustes de preço previstos no SPA assinado com a Petrobras tendo em vista a data efetiva da transação em 1º de julho de 2020; 3) pagamento condicionado à aprovação de 11 extensões de concessão; 4) Financiamento obtido para pagamento do depósito de USD 11 milhões.

Explorar oportunidades de crescimento selecionadas por meio de aquisições de ativos de produção no Brasil e no exterior

Nós acreditamos que a privatização de campos *onshore* brasileiros representa uma das mais atrativas oportunidades no setor de petróleo e gás atualmente. Trata-se de uma base de recursos abundante e diversificada, com baixos níveis de fatores de recuperação e sub-explotados pela companhia de petróleo estatal.

Pretendemos buscar aquisições seletivas de ativos que nos permitam crescer de modo oportunístico, mantendo o nosso foco em campos maduros, especialmente em áreas com potencial para ampliação dos volumes de novas reservas a baixo custo. Nosso modelo de negócio permite a replicação de processos e tecnologias em outras áreas geográficas, em especial onde podemos encontrar oportunidades que permitam a aplicação de nossa expertise a fim de agregar valor à ativos de produção sub-explotados.

Nos últimos anos, a Petrobras passou a focar suas operações para grandes projetos de exploração e produção na camada do pré-sal e em águas ultra-profundas offshore, diminuindo drasticamente a atenção e o volume de investimentos em campos maduros de óleo e gás localizados em terra.



Fonte: ANP

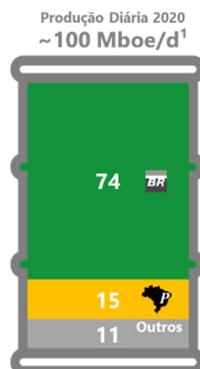
Após as descobertas dos campos terrestres, a Petrobras também descobriu os campos de águas-rasas e, posteriormente, os campos do pré sal, que se tornaram o foco da companhia em termos de investimentos financeiros e utilização de novas tecnologias. Até meados de 2017, Petrobras manteve a estratégia de não reduzir sua presença na exploração de ativos maduros onshore apesar de ter focado reduzido para esses campos. A partir de 2017, a Petrobras apresentou uma mudança de estratégia focando nos ativos do pré sal e vendendo ativos maduros, que eram menos eficientes operacionalmente.

Mais recentemente, a Petrobras anunciou em seu planejamento estratégico que está colocando à venda todos os seus campos terrestres. Como a Petrobras ainda detém cerca de 85% de participação (market-share) da produção em terra do Brasil, entendemos que este programa de "privatização" do *onshore* brasileiro continuará a gerar excelentes oportunidades para o nosso crescimento neste nicho do setor. Acreditamos ainda que somos o operador mais bem posicionado para se beneficiar desta oportunidade.

Polo	Concessões ¹	Bacia	Produção ² de óleo (bopd)	Percentual óleo leve / óleo pesado	Produção ² de gás (boed)
Alagoas	7 concessões, incluindo Anambé, Arapaçu, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Paru, Pilar e São Miguel dos Campos. Inclui UPGN Alagoas.	Alagoas (AL)	2.261	100% leve	5.291
Potiguar	O Polo Potiguar é composto por 3 sub-polos (Canto do Amaro, Alto do Rodrigues and Ubarana), totalizando 26 concessões (23 onshore and 3 offshore), localizadas no Rio Grande do Norte. Inclui 3 UPGNs, terminal marítimo e a refinaria Clara Camarão.	Potiguar (RN)	22.932	57% leve 43% pesado	586
Bahia Terra	28 concessões onshore: Araçás, Buracica, Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Cantagalo, Cidade de Entre Rios, Fazenda Alvorada, Fazenda Azevedo, Fazenda Bálamo, Fazenda Boa Esperança, Fazenda Imbé, Fazenda Panela entre outros, no estado da Bahia. Inclui a UPGN Catu e dois parques de armazenamento.	Recôncavo (BA)	13.907	100% leve	3.805
Carmópolis	11 concessões onshore: Carmópolis, Aguilhada, Angelim, Aruarí, Atalaia Sul, Brejo Grande, Castanhai, Ilha Pequena, Mato Grosso, Riachuelo e Siririzinho, localizadas no estado Sergipe. Inclui a UPGN Atalaia e o terminal marítimo Tecarmo	Sergipe (SE)	10.092	33% leve 67% pesado	423
Norte Capixaba	5 concessões: Cancã, Leste, Fazenda Alegre, Fazenda Santa Luzia e Fazenda São Rafael. Inclui o terminal marítimo TNC.	Espírito Santo (ES)	7.016	10% leve 90% pesado	380

Notas: 1) Fonte: Sumários Executivos, Petrobras; 2) Produção diária média de janeiro a dezembro de 2020. Fonte: ANP; 3) Fonte: Painel Dinâmico ANP Dezembro / 2020 - Dados de API dos sumários de Planos de Desenvolvimento da ANP (disponível no site da ANP) . Óleo considerado pesado se API < 22°.

Um volume significativo de ativos maduros onshore estão à venda pela Petrobras (conforme abaixo) e empresas menores tem menos competitividade e acesso à capital para participar dos processos de aquisição desses ativos, o que oferece ainda melhores oportunidades para empresas como a PetroRecôncavo. O tamanho da oportunidade é extremamente significativa, dado que, atualmente 74 Mboe/d são produzidos por campos em terra da Petrobras, de um total de aproximadamente 100 Mboe/d em todo o Brasil.



Fonte: ANP, média dos 12 meses de 2020

Nota: 1) Produção total de bacias maduras (ES, BA, SE/AL, RN/CE).

Outro fator importante para a competitividade da PetroRecôncavo na aquisição de novos campos é a limitada oferta de financiamento no mercado brasileiro, em que não é comum operações de *reserve based lending* (ou, RBL) e financiamentos em dólares geralmente tem taxa elevada. Apesar da visão do mercado de que o mercado de capitais de dívida deva crescer significativamente com possibilidade de maximização da estrutura de capital para empresas independentes, o mercado de capitais de dívida atual aparece como uma restrição para os competidores menores.

Conduzir operações com vistas a maximizar retornos e minimizar riscos

Temos como objetivo desenvolver os campos operados de forma seletiva, implementando projetos de acordo com análises e expectativas de risco/retorno a fim de minimizar os riscos inerentes ao nosso negócio. Pretendemos utilizar os resultados dos projetos de menor risco como fonte de informação para validar ou ajustar as análises técnicas relativas a geologia, características de reservatórios e outros aspectos dos ativos operados, permitindo-nos gradativamente assumir projetos potencialmente de maior risco com um grau mais elevado de confiança visando obter retornos globais mais altos.

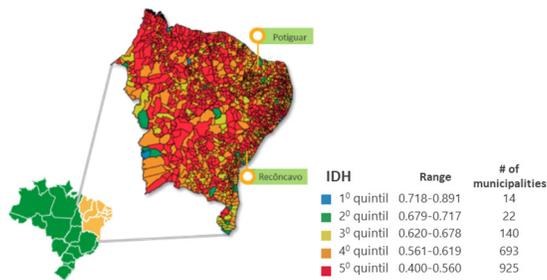
Disseminar nossas políticas de gestão de qualidade, segurança, saúde, meio ambiente e sustentabilidade

Investimos e continuaremos a investir na melhoria contínua de nossas políticas e processos de gestão de qualidade, segurança, saúde, meio ambiente e sustentabilidade, entendendo estes como valores indissociáveis do negócio e elementos críticos para a redução de riscos e custos operacionais no longo prazo. Por conseguinte, pretendemos continuar a disseminar nossas políticas de gestão nessas áreas por meio de iniciativas que incluem: (1) a disseminação da visão de que a qualidade dos produtos e serviços da PetroRecôncavo e a melhoria contínua dos seus processos são de responsabilidade de todos os integrantes da organização; (2) promover o desenvolvimento e capacitação dos nossos empregados visando ao aprimoramento contínuo da qualidade, da sustentabilidade e da produtividade, com vistas a alcançar sistemas de gestão eficazes e maior lucratividade; (3) melhorar continuamente os nossos processos, produtos e serviços, estabelecendo metas e objetivos desafiadores, estimulando a inovação e atuando preventivamente: (i) na saúde, bem estar e na qualidade de vida das pessoas; (ii) na segurança das pessoas, dos processos, das informações e do patrimônio; (iii) nos aspectos ambientais e no uso racional dos recursos naturais; (iv) na qualidade de produtos e serviços; e (v) na identificação de perigos e controle e gerenciamento dos riscos.; e (4) manter um relacionamento

construtivo e sustentável com as comunidades onde atuamos, gerando um impacto positivo nas regiões onde operamos.

Ainda, as áreas nas quais a PetroRecôncavo atua possuem IDH relativamente baixo. Sendo assim, o fomento ao emprego e criação de oportunidades diferenciam a companhia no âmbito social.

Mapa de Calor de IDH



PRINCIPAIS FATORES DE RISCO RELATIVOS À COMPANHIA

Abaixo estão listados os cinco principais fatores de risco que nos afetam, nos termos do artigo 40, §3º, inciso IV da Instrução CVM 400. Para informações sobre os fatores de risco a que estamos expostos, veja a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações”, na página 90 deste Prospecto, e os itens “4.1 Fatores de Risco” e “4.2 Riscos de Mercado” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto, a partir da página 394.

Um 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 (causador COVID-19), pode provocar efeito adverso em nossas operações, paralisando integralmente ou parcialmente nossas atividades. 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 de operações e fluxos de caixa e, finalmente, na 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 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. Como consequência, os preços praticados pela Companhia no fornecimento de petróleo junto a seu único cliente (a Petrobras) foram diretamente afetados. Além disso, com a forte queda do preço do petróleo, a Companhia interrompeu temporariamente a produção de alguns poços de petróleo e optou pela postergação de alguns projetos de investimento no ano de 2020. A produção média diária (boed) de petróleo e gás natural dos campos da Companhia no exercício findo em 2020 foi de 11.148 boed.

A queda do preço do petróleo afetou o desempenho operacional da Companhia, causando uma redução material de nossa receita operacional no período entre 31/12/2019 e 31/12/2020.

Outra consequência da COVID-19 foi a grande volatilidade nos mercados internacionais, inclusive com relação a variação cambial. Assim, a taxa de dólar se valorizou em 28%, passando de R\$4,03 em 31 de dezembro de 2019 para aproximadamente R\$5,16 em 31 de dezembro de 2020, gerando uma despesa com variação cambial por conta da dívida em dólar da Companhia.

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. Surto 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.

Além disso, a redução acentuada do consumo de petróleo em razão da paralisação das atividades econômicas pode acarretar um excesso de oferta e conseqüente redução da disponibilidade dos espaços de armazenamento da produção de petróleo, o que pode forçar uma redução e/ou paralisação da produção do petróleo e gás natural dos campos.

Adicionalmente, a Companhia não consegue garantir que outros surtos regionais e/ou globais não acontecerão. Além disso, novas ondas da COVID-19 já começaram a surgir em algumas regiões e poderão se alastrar. A Companhia não consegue garantir que será capaz de tomar as providências necessárias para impedir um impacto negativo nos seus negócios de dimensão igual ou até superior ao impacto provocado pela pandemia da COVID-19 até o momento caso haja novos surtos regionais e/ou globais ou mesmo caso novas ondas da COVID-19 se confirmem em larga escala. Mesmo após eventual diminuição do surto da COVID-19, a Companhia poderá continuar a sofrer 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 no Formulário de Referência, anexo a este Prospecto.

Para maiores informações sobre os impactos da pandemia da COVID-19 sobre os nossos negócios, vide itens 3.9 e 10.9 do Formulário de Referência.

A estratégia de crescimento da Companhia e o desenvolvimento de suas atividades de produção são baseados na identificação,

aquisição ou acesso a novas reservas de petróleo e gás natural, que são atividades tomadas de incerteza.

Como petróleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta e aquisição de novas reservas. A capacidade da Companhia de implantar sua estratégia de crescimento e de desenvolver atividades de produção depende do seu grau de êxito em encontrar, adquirir ou ter acesso a novas reservas de petróleo e gás natural. Não há garantia de que a Companhia terá sucesso na identificação, avaliação, precificação, desenvolvimento e produção comercial de petróleo e gás natural a partir de novas reservas. A Companhia enfrenta a concorrência no processo de aquisição de novas reservas de petróleo e gás natural, o que pode inviabilizar ou dificultar a aquisição de novos ativos, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado que o inicialmente estimado. A Companhia não pode garantir que terá recursos financeiros suficientes ou que será bem-sucedida na aquisição de reservas de petróleo e gás natural.

Além disso, eventual insucesso da Petrobras na implementação de seu plano de desinvestimento de relevante portfólio de ativos, seja por razões de interesse público, seja por decisões judiciais ou por questões políticas e/ou decisões governamentais, fora do controle da Companhia, acarretaria a diminuição considerável dos ativos disponíveis ao mercado.

Quaisquer dos fatores acima poderia impactar o plano de expansão da Companhia.

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

O desempenho futuro da Companhia dependerá do sucesso de suas atividades de produção de petróleo e gás natural. Além disso, o desempenho da Companhia na 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 é o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório (baseado no 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 petróleo 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 petróleo e gás natural é afetada por vários fatores além do controle da Companhia e cujos efeitos não podem ser previstos. 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 petróleo e gás natural e a proteção ambiental).

Ademais, a posição dominante exercida pela Petrobras no mercado e, mais especificamente, o fato de esta ser, atualmente, a única adquirente do óleo e gás comercializados pela Companhia não permite que a Companhia possa negociar seus preços de forma competitiva com a estatal.

Além disso, não há garantia de que a Companhia produzirá petróleo 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 intervenção poderão se tornar inviáveis economicamente como resultado de um aumento nos custos operacionais ou devido à queda dos preços de mercado do petróleo e gás natural. Os custos operacionais reais ou os preços reais, que eventualmente a Companhia e suas subsidiárias recebam pela produção de petróleo e gás natural podem variar negativamente em relação às 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 petróleo e gás natural produzidos nos campos em que opera e/ou de que é concessionária. Além disso, condições adversas de mercado ou falta de acordos satisfatórios de transporte de petróleo e processamento de gás natural podem comprometer o acesso a mercados de petróleo 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.

No âmbito dos planos de expansão da Companhia e diversificação de seu portfólio, a Companhia (ou suas subsidiárias), e a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Petrobras") celebraram, em 23/12/2020 e 24/02/2021, respectivamente, os contratos de compra e venda da participação total da Petrobras em 21 (vinte e um) campos de produção terrestres, localizados na Bacia do Recôncavo, no estado da Bahia, sendo 12 (doze) campos reunidos em um conjunto denominado Polo Remanso e 9 (nove) campos reunidos em um conjunto denominado Polo Miranga.

Em relação às diligências realizadas nos atuais processos de compra de ativos da Petrobras, a Companhia não garante que teve ou terá acesso integral a todas as informações necessárias para a avaliação completa de tais ativos e identificação de todos os riscos e contingências a eles relacionados.

Adicionalmente, não há garantia de que serão atendidas todas as condições precedentes (exigências que devem ser cumpridas por parte da Companhia e da Petrobras) para o fechamento das novas aquisições.

Além disso, alguns dos ativos em questão fazem parte de concessões outorgadas há mais de 40 anos e podem carregar passivos (ocultos ou não) que seriam assumidos pela Companhia no contexto de tais aquisições. Vide fator de risco "*Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos*" do item 4.1 do Formulário de Referência.

Dessa forma, a possível assimetria de informação sobre tais ativos, associada aos passivos que podem não ser totalmente identificados no âmbito das diligências realizadas no processo de aquisição, podem ocasionar um revés financeiro/estratégico para a Companhia que não pode ser dimensionado corretamente.

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.

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.

Adicionalmente, eventuais decisões judiciais desfavoráveis ao processo de desinvestimento da Petrobras podem ser proferidas após a aquisição dos ativos pela Companhia, o que poderia representar um revés contratual e financeiro, caso se entenda que os contratos devam ser anulados.

Da mesma forma, a Companhia não tem controle em relação a eventuais alterações nas políticas estratégicas adotadas pela Petrobras, inclusive em decorrência de decisões políticas e/ou governamentais.

Nesse cenário, a Companhia sofreria importante revés financeiro/estratégico, não sendo possível dimensionar com precisão os impactos decorrentes da impossibilidade de seguir com os planos de expansão originalmente pretendidos.

Para mais informações sobre riscos relacionados a aquisições, ver fatores de riscos abaixo "*A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições, e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia. Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após*

tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas”, “Riscos associados à não abertura do mercado de gás” e “Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos” do item 4.1 do Formulário de Referência.

Podemos precisar de capital adicional no futuro, que poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórias à Companhia.

O setor de petróleo e gás natural requer investimentos de capital e gastos substanciais. Os negócios e estratégia de crescimento da Companhia exigem volumes significativos de capital, a serem aplicados em futuros projetos, bem como em gastos com a manutenção das atividades atuais. Além disso, no caso específico da Companhia, necessitamos de recursos para financiar aquisições que realizamos como parte do nosso plano de negócios, incluindo aquisições passadas como Polo Riacho da Forquilha que já foi aprovada pela ANP, aquisições que ainda estão em processo de aprovação prévia pela ANP e sujeitas a condições resolutivas com a Petrobras, como Polos Miranga e Remanso, bem como aquisições futuras.

No caso das concessões, a Companhia e suas subsidiárias devem realizar os investimentos previstos nos contratos de concessão e nos Planos de Desenvolvimento apresentados à ANP (documento em que se especificam o programa de trabalho, cronograma e respectivos investimentos necessários ao desenvolvimento e produção de uma descoberta ou conjunto de descobertas de Petróleo e Gás Natural na Área de Concessão, incluindo seu abandono).

A Companhia pode enfrentar dificuldades para gerar e/ou levantar recursos de terceiros suficientes para prosseguir com seus projetos de investimentos para revitalização (intervenções, perfurações e infraestrutura) da produção dos seus ativos de produção ou novas aquisições conforme seu plano de expansão. Caso o caixa gerado internamente não seja suficiente para suprir nossa necessidade de capital no futuro, podemos ser obrigados a levantar capital adicional para financiar nossas atividades e iniciativas de crescimento, 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 (que poderão, inclusive ser realizadas sem a observância do direito de preferência dos acionistas da Companhia).

Nossa capacidade de obter tais recursos depende de vários fatores, entre eles nosso nível de endividamento e as condições de mercado (inclusive, 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). A incapacidade de obter os recursos necessários em condições favoráveis 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 refinarar nosso endividamento, o que pode restringir o crescimento e desenvolvimento futuros de nossas atividades, afetando nossos resultados operacionais de forma negativa.

O fluxo de caixa futuro das operações e financiamentos da Companhia está sujeito a diversas variáveis, inclusive, dentre outras:

- A capacidade de localizar, desenvolver ou adquirir novas reservas, inclusive reservas maduras;
- A capacidade de extrair petróleo 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 petróleo 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 refinarar seu endividamento, o que poderá lhe afetar de forma material e adversa.

RESUMO DOS RELATÓRIOS SOBRE RESERVAS

Esta seção contém sumário dos Relatórios sobre Reservas elaborados pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) e incluídos como Anexos ao presente Prospecto. Este resumo não inclui todas as informações que os investidores devem levar em consideração antes de investir em nossas ações ordinárias. Antes de tomar uma decisão de investimento, os investidores deverão ler integralmente o presente Prospecto

RELATÓRIOS ELABORADOS PELO CONSULTOR INDEPENDENTE

Os Relatórios sobre Reservas anexados a este Prospecto foram elaborados de modo independente pela NSAI. A Companhia e a NSAI não possuem qualquer relacionamento que não seja a contratação da NSAI pela Companhia especificamente para a elaboração dos Relatórios sobre Reservas. Os Relatórios sobre Reservas foram elaborados de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no PRMS - Petroleum Resources Management System (Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo) de 2018, aprovado pela Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers – SPE*). Nem os relatórios de reservas nem os relatórios sobre recursos contingentes foram elaborados para dar atendimento específico às normas e regulamentos de qualquer bolsa de valores ou autoridade reguladora de valores mobiliários em qualquer território. Os Relatórios sobre Reservas apresentam estimativas de reservas, bem como de recursos contingentes de nossas concessões e dos campos da Petrobras, com base nos entendimentos da NSAI, bem como em seu conhecimento especializado do setor de petróleo e gás natural. As previsões contidas nos relatórios de reservas, bem como nos relatórios sobre recursos contingentes constituem meras estimativas, não devendo ser interpretadas como quantidades exatas. As previsões contidas nos relatórios de reservas assim como nos relatórios sobre recursos contingentes não garantem desempenho futuro. Os Relatórios sobre Reservas não contêm todas as informações que possam ser relevantes para a decisão dos investidores de investir em nossas ações ordinárias. Em função dessas incertezas, os investidores não deverão se respaldar apenas nas projeções para tomar sua decisão de investimento, sendo encorajados a analisar cuidadosamente todas as informações contidas em outras seções deste Prospecto. Os Relatórios sobre Reservas não constituem estudo de viabilidade consoante as normas da CVM.

Os investidores deverão ter em mente que as estimativas de Reservas bem como de Recursos Contingentes incluídas neste Prospecto refletem certas premissas, análises e técnicas elaboradas pela Companhia e pelos técnicos da NSAI, os quais redigiram os relatórios da NSAI. Nossa capacidade de recuperar as estimativas de reservas e recursos contingentes depende, entre outros fatores, do êxito de nossos esforços de desenvolvimento e produção. Não podemos garantir que nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural não serão prejudicadas de modo relevante por questões políticas, econômicas, operacionais, ambientais ou de outra natureza. Veja seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações” na página 90 deste Prospecto e do item “4.1 – Fatores de Risco” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto.

Os Relatórios sobre Reservas incluem certas limitações e notas acautelatórias com relação a incertezas inerentes à estimativa de reservas e de recursos contingentes, bem como à futura produção de petróleo e gás natural. Essas estimativas poderão diferir, talvez de modo significativo, daquelas apresentadas neste Prospecto e Relatórios sobre Reservas anexados a este Prospecto. Os investidores deverão conduzir sua própria análise de investimento, avaliando cuidadosamente as notas de isenção de responsabilidade e as notas acautelatórias contidas nos relatórios da NSAI e resumidas neste Prospecto.

A Deloitte não compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar os Relatórios sobre Reservas, nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma se manifestou ou forneceu dados para a compilação das informações contidas nos Relatórios sobre Reservas, motivo pelo qual não assume qualquer responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

Nenhum 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 os Relatórios sobre Reservas.

DISCUSSÃO TÉCNICA

Qualificação

A NSAI é empresa de consultoria independente, fundada em 1961, que presta serviços de engenharia, serviços geológicos, geofísicos e petrofísicos para o setor de petróleo e gás natural, nas regiões de produção e de exploração em todo o mundo. A NSAI presta diversos serviços, inclusive relatórios e auditorias de reservas, avaliações de aquisições e alienações, estudos de simulação, avaliações de recursos de exploração, avaliações patrimoniais, bem como serviços de gestão e consultoria. A NSAI emprega uma estratégia de avaliação técnica integrada, que abrange múltiplas disciplinas, inclusive engenharia de reservatórios e operações bem como geologia, geofísica e petrofísica.

Os profissionais técnicos responsáveis pela elaboração das estimativas apresentadas nos relatórios da NSAI preenchem os requisitos de qualificação, independência, objetividade e confidencialidade definidos nas Normas da SPE. Esses profissionais compreendem engenheiros, geólogos, geofísicos e petrofísicos independentes, que não têm nenhuma participação em nossos campos, ou que são contratados em regime de taxa de sucesso.

Escopo do Trabalho e Metodologia

Os Relatórios sobre Reservas foram elaborados com base em análise de nossas concessões e dos campos da Petrobras localizados na Bacia do Recôncavo no Estado da Bahia, e na Bacia Potiguar no Estado de Rio Grande do Norte, em 31 de dezembro de 2020. A avaliação das Reservas e Recursos da Companhia foram concluídas em 20 de janeiro de 2021 para a Companhia e sua controlada, Potiguar E&P S.A. A avaliação dos Recursos Contingentes de Miranga foi concluída em 22 de fevereiro de 2021.

Os Relatórios sobre Reservas não incluem nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas e recursos contingentes. Para os objetivos desses relatórios, a NSAI não realizou nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinou o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigaram possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades e, portanto, suas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

As reservas e os recursos contingentes mostrados nestes relatórios são apenas estimativas e não devem ser interpretadas como quantidades exatas. As estimativas podem aumentar ou diminuir como resultado das condições de mercado, operações futuras, mudanças nos regulamentos, ou no desempenho real do reservatório. Além das principais premissas econômicas aqui discutidas, as estimativas baseiam-se em certas suposições, incluindo, sem limitação, que as propriedades serão desenvolvidas de acordo com os planos de desenvolvimento atuais, conforme nos foi fornecido pela Companhia, que as propriedades serão operadas de forma prudente, que nenhum regulamento ou controle governamental será colocado em prática que tenha impacto na capacidade do proprietário da participação de recuperar os volumes, e que as projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se esses volumes forem recuperados, as receitas e os custos relacionados a eles poderão ser maiores ou menores do que os valores estimados. Devido às políticas governamentais e incertezas de oferta e demanda, as taxas de vendas, preços recebidos e custos incorridos podem variar em relação às premissas feitas durante a preparação destes relatórios.

Para os fins dos Relatórios sobre Reservas, a NSAI utilizou dados técnicos e econômicos incluindo, sem limitação, registros de poços, mapas geológicos, dados sísmicos, dados de teste de poços, dados de produção, informações históricas de preço e custo, e interesses de propriedade. As reservas e os recursos contingentes dos Relatórios sobre Reservas foram estimados usando métodos determinísticos; essas estimativas foram preparadas de acordo com os princípios de engenharia de petróleo e avaliação geralmente aceitos, estabelecidos nas Normas Referentes à Estimativa e Auditoria das Informações sobre Reservas de Petróleo e Gás promulgadas pela SPE (Normas SPE). A NSAI utilizou métodos padrão de engenharia e geociência, ou uma combinação de métodos, incluindo análise de desempenho, análise volumétrica, e analogia, que considerou apropriados e necessários para classificar, categorizar, e estimar volumes de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. Como em todos os aspectos da avaliação do petróleo e gás, existem incertezas inerentes à interpretação dos dados de engenharia e geociência; portanto, as conclusões da NSAI representam necessariamente apenas um julgamento profissional informado.

Os dados utilizados nas estimativas da NSAI foram obtidos da Companhia, de fontes de dados públicas, e dos arquivos não confidenciais da NSAI e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados no escritório da NSAI. Não examinaram os direitos contratuais das propriedades nem confirmaram de forma independente o grau ou tipo de interesse real detido.

Conforme apresentado no PRMS 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos prospectivos. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas e os recursos contingentes não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. As definições são apresentadas nos respectivos relatórios.

Reservas provadas são as quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais definidas. Reservas prováveis são reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as reservas provadas, mas mais seguras que as Reservas Possíveis. Reservas possíveis são reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as reservas prováveis.

Recursos contingentes são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os recursos contingentes mostrados nestes relatórios são os volumes econômicos para a participação da Companhia estimados para: (i) as possíveis prorrogações dos prazos de validade dos contratos de concessão; e/ou (ii) os volumes econômicos das participações da Petrobras nos Polos Remanso (chamados de "*certain Fields in Bahia*" no relatório da NSAI) e Miranga, que se encontram em processo de aquisição pela Companhia. As extensões podem ser concedidas por até 27 anos. Os recursos contingentes mostrados nestes relatórios estão condicionados: (i) à obtenção das prorrogações contratuais, e/ou (ii) ao fechamento das aquisições dos Polos Remanso e Miranga. Os custos necessários para resolver essas contingências não foram incluídos nestes relatórios. As estimativas de fluxo de caixa são baseadas na premissa de que as contingências serão resolvidas com sucesso. Se as contingências forem resolvidas com sucesso, os recursos contingentes estimados nestes relatórios deverão ser reclassificados como reservas. As estimativas não foram arriscadas para contabilizar a possibilidade de que as contingências não sejam resolvidas.

Os recursos contingentes mostrados nestes relatórios foram estimados usando métodos determinísticos. Uma vez que todas as contingências tenham sido resolvidas com sucesso, a probabilidade aproximada de que as quantidades de recursos contingentes efetivamente recuperados serão iguais ou superiores aos valores estimados é geralmente inferida como sendo de 90% para a menor estimativa, 50% para a melhor estimativa, e 10% para a maior estimativa. As estimativas de recursos contingentes aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com o risco de desenvolvimento.

Os custos operacionais utilizados nestes relatórios baseiam-se nos registros de despesas operacionais da Companhia, a operadora das propriedades, e projeções da Companhia para o Relatório do Polo Miranga. Os custos operacionais são limitados aos custos diretos de arrendamento e de campo e a estimativa da Companhia da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede necessárias para operar as propriedades. Os custos operacionais foram divididos em custos de concessão, custos por poço e custos por unidade de produção e não são escalados pela inflação.

Os custos de capital utilizados nestes relatórios foram fornecidos pela Companhia e baseiam-se em autorizações de despesas e custos reais de atividades recentes. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento, e equipamentos de produção. Com base no entendimento da NSAI sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que lhes foi fornecida, e do conhecimento da NSAI de propriedades similares, a NSAI considerou razoáveis esses custos de capital. Os custos de abandono utilizados nestes relatórios foram programados com base no cronograma fornecido pela Companhia.

Estes relatórios foram preparados utilizando os parâmetros de preços de óleo e gás especificados pela Companhia e baseiam-se nos preços futuros do Petróleo Brent em 31 de dezembro de 2020, e são ajustados por concessão com base nas exigências de diversos contratos em vigor para as propriedades, ou por campo quanto a qualidade e diferenças de mercado fornecidas pela Companhia. Todos os preços do gás são ajustados pelo conteúdo de energia.

RESERVAS E RECURSOS CONTINGENTES

Segue abaixo tabela resumida das reservas e recursos contingentes líquidos da Companhia, com data base de 31 de dezembro de 2020, preparados de acordo com os relatórios sobre reservas e recursos contingentes. As reservas e recursos contingentes líquidos representam a parcelas das reservas e recursos contingentes das referidas concessões de propriedade da Companhia ou a ela atribuídas contratualmente, descontadas as participações de eventuais terceiros e descontados os royalties da União.

	Petróleo e Líquidos de Gás Natural				Gás				Barris de Óleo Equivalentes ⁽¹⁾	(Petróleo como % do Total)	(Gás como % do Total)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MUS\$) ⁽²⁾
	Reconcavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total	Reconcavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total				
	(em milhares de barris)				(em milhões de pés cúbicos)				(em milhares de boes)			
Reservas Líquidas												
Reservas provadas em produção	2.739,1	7.626,1	n.a.	10.365,2	1.903,2	6.901,7	n.a.	8.804,9	11.832,7	87,6%	12,4%	153.131,9
Reservas provadas desenvolvidas, porém não em produção ("shut in" ou "behind pipe")	1.370,5	2.437,3	n.a.	3.807,8	590,0	6.725,3	n.a.	7.315,3	5.027,0	75,7%	24,3%	74.803,7
Reservas provadas não desenvolvidas	929,2	6.112,6	n.a.	7.041,8	266,7	2.328,7	n.a.	2.595,4	7.474,4	94,2%	5,8%	136.366,9
Total de reservas provadas (1P)	5.038,9	16.176,0	n.a.	21.214,9	2.760,0	15.955,7	n.a.	18.715,7	24.334,1	87,2%	12,8%	364.302,5
Total de reservas prováveis	438,1	5.468,1	n.a.	5.906,2	244,1	2.384,1	n.a.	2.628,2	6.344,2	93,1%	6,9%	99.947,6
Total de reservas provadas + prováveis (2P)	5.477,0	21.644,1	n.a.	27.121,0	3.004,1	18.339,8	n.a.	21.343,8	30.678,3	88,4%	11,6%	464.250,1
Total de reservas possíveis	391,2	2.139,5	n.a.	2.530,6	38,4	564,0	n.a.	602,4	2.631,0	96,2%	3,8%	34.946,3
Total de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P)	5.868,1	23.783,5	n.a.	29.651,6	3.042,4	18.903,8	n.a.	21.946,2	33.309,3	89,0%	11,0%	499.196,5
Recursos Contingentes												
Menor Estimativa (1C)	9.041,7	19.181,2	18.639,9	46.862,8	4.029,0	28.963,0	175.918,7	208.910,7	81.681,2	57,4%	42,6%	438.136,1
Melhor Estimativa (2C)	13.918,9	26.097,3	22.309,6	62.325,8	5.694,1	37.304,8	217.971,7	260.970,7	105.821,0	58,9%	41,1%	531.636,2
Maior Estimativa (3C)	17.010,3	30.227,6	23.193,3	70.431,2	7.175,7	40.482,7	222.590,9	270.249,3	115.472,8	61,0%	39,0%	587.980,8
Total (1P + 1C)	14.080,5	35.357,2	18.639,9	68.077,6	6.789,0	44.918,7	175.918,7	227.626,4	106.015,4	64,2%	35,8%	802.438,7
Total (2P + 2C)	19.395,9	47.741,4	22.309,6	89.446,9	8.698,2	55.644,6	217.971,7	282.314,5	136.499,3	65,5%	34,5%	995.886,4
Total (3P + 3C)	22.878,4	54.011,2	23.193,3	100.082,9	10.218,1	59.386,4	222.590,9	292.195,5	148.782,1	67,3%	32,7%	1.087.177,2

Notas:

- (1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe.
- (2) Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10% a.a.
- (3) As reservas do Reconcavo incluem: (i) as participações (aproximadamente 85%) detidas pela Companhia através do Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) nos 12 campos do Polo Remanso; e (ii) 100% de participação nos campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho. Todos estes campos localizados no estado da Bahia. Os recursos contingentes referem-se: (i) à participação residual (aproximadamente 15%) atualmente detidas pela Petrobras no CPCR; e (ii) aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após os prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Remanso e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.
- (4) As reservas da Potiguar são compostas pelos 34 campos do Polo Riacho da Forquilha, dos quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (aproximadamente 70% Potiguar E&P e 30% Sonangol) e 2 com a Partex Brasil Ltda (50% Potiguar E&P e 50% Partex), todos situados no estado do Rio Grande do Norte. Os recursos contingentes referem-se aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após os prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas da extensão das concessões. Os valores apresentados nas tabelas refletem somente a participação (working interest) da Companhia nestas concessões.
- (5) Os recursos contingentes de Miranga incluem 100% de participação nos 9 campos do Polo Miranga, todos localizados no estado da Bahia. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Miranga e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.
- (6) Os valores totais podem não refletir a conta exata, em razão de eventuais arredondamentos de números.
- (7) As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas e recursos contingentes mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

Tabela 1: Prognóstico de produção bruta e líquida anual de ativos onde a PetroReconcavo e suas subsidiárias opera, é concessionária ou está em processo de aquisição e de obtenção de uma extensão da concessão para operar, conforme relatórios de Reservas e Recursos Contingentes certificados pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. A Tabela I mostra a soma das reservas 2P e recursos contingentes 2C mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P) + MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES CONSOLIDADAS

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	4.858,4	9.015,8	6.361,1	58.363,2	4.312,2	8.390,9	5.710,7	52.578,4	3.874,4	7.483,9	5.121,8
12-31-2022	5.900,8	12.145,5	7.925,0	66.643,2	5.232,3	11.185,4	7.096,5	60.045,9	4.705,1	10.092,2	6.387,1
12-31-2023	6.695,7	16.246,3	9.403,4	71.126,9	6.139,0	14.733,8	8.594,7	64.607,6	5.521,5	13.463,7	7.765,5
12-31-2024	7.265,8	25.631,1	11.537,7	76.383,1	6.989,4	23.359,1	10.882,6	70.127,5	6.287,8	21.491,0	9.869,6
12-31-2025	7.788,1	27.062,8	12.298,6	78.530,0	7.605,5	24.811,6	11.740,8	74.984,3	6.838,6	22.787,9	10.636,6
12-31-2026	8.314,6	26.777,7	12.777,5	74.353,3	8.094,4	24.610,1	12.196,1	74.027,7	7.264,3	22.623,6	11.034,9
12-31-2027	7.854,9	24.316,0	11.907,6	69.185,7	7.758,4	22.245,8	11.466,0	68.892,3	6.966,0	20.402,6	10.366,4
12-31-2028	7.111,0	21.361,6	10.671,2	65.025,8	7.110,1	19.435,7	10.349,4	64.748,2	6.385,8	17.818,4	9.355,5
12-31-2029	6.279,5	19.063,2	9.456,7	59.805,9	6.362,8	17.330,0	9.251,1	59.545,5	5.716,1	15.905,8	8.367,1
12-31-2030	5.455,9	16.993,5	8.288,1	54.414,0	5.579,2	15.455,9	8.155,2	54.158,7	5.013,8	14.204,5	7.381,2
12-31-2031	4.702,5	15.192,5	7.234,6	49.522,0	4.849,5	13.817,9	7.152,4	49.265,2	4.365,8	12.738,8	6.488,9
12-31-2032	4.102,6	13.679,9	6.382,6	44.485,9	4.261,9	12.443,5	6.335,8	44.222,4	3.838,4	11.482,1	5.752,1
12-31-2033	3.601,1	12.360,4	5.661,1	39.230,6	3.766,5	11.243,2	5.640,4	38.956,2	3.393,3	10.378,3	5.123,1
12-31-2034	3.183,0	11.211,9	5.051,6	36.928,6	3.351,0	10.199,4	5.050,9	36.673,2	3.019,9	9.415,9	4.589,2
12-31-2035	2.537,8	10.029,1	4.209,3	28.275,7	2.704,7	9.110,1	4.223,0	28.104,0	2.438,3	8.414,9	3.840,8
12-31-2036	1.878,1	8.952,8	3.370,2	17.902,1	2.045,0	8.115,0	3.397,5	17.855,6	1.845,0	7.502,8	3.095,4
12-31-2037	1.630,2	8.224,9	3.001,1	15.809,8	1.807,4	7.458,8	3.050,6	15.774,0	1.631,7	6.896,6	2.781,1
12-31-2038	1.478,2	7.521,7	2.731,8	14.687,7	1.644,6	6.819,2	2.781,1	14.662,6	1.485,1	6.305,2	2.536,0
12-31-2039	1.306,9	6.876,3	2.452,9	14.020,1	1.471,5	6.235,1	2.510,7	14.006,7	1.329,7	5.765,0	2.290,5
12-31-2040	1.164,5	6.334,7	2.220,2	13.275,1	1.318,3	5.743,3	2.275,6	13.267,8	1.191,9	5.310,3	2.076,9
12-31-2041	1.037,2	5.836,1	2.009,9	11.597,6	1.180,4	5.290,6	2.062,2	11.597,6	1.067,8	4.892,7	1.883,3
12-31-2042	895,5	5.257,1	1.771,7	10.096,2	1.027,6	4.763,9	1.821,6	10.096,2	930,7	4.408,3	1.665,4
12-31-2043	787,1	4.709,1	1.572,0	8.922,2	908,0	4.265,8	1.619,0	8.922,2	823,1	3.948,7	1.481,2
12-31-2044	721,9	4.346,8	1.446,4	8.175,0	834,5	3.936,2	1.490,5	8.175,0	756,6	3.643,3	1.363,8
12-31-2045	624,7	3.873,2	1.270,3	7.088,9	729,5	3.503,8	1.313,5	7.088,9	662,2	3.247,2	1.203,4
12-31-2046	562,5	3.544,4	1.153,2	6.596,8	660,3	3.204,8	1.194,4	6.596,8	599,7	2.971,6	1.094,9
12-31-2047	523,6	3.275,5	1.069,5	6.426,3	614,1	2.961,4	1.107,6	6.426,3	557,8	2.744,8	1.015,3
12-31-2048	470,5	3.041,7	977,4	5.793,2	555,3	2.749,2	1.013,5	5.793,2	504,7	2.549,1	929,6
12-31-2049	223,0	2.633,4	661,9	1.701,2	301,5	2.376,4	697,6	1.701,2	278,1	2.212,6	646,9
12-31-2050	123,4	1.443,6	364,0	949,6	166,3	1.302,8	383,5	949,6	153,5	1.212,6	355,6
TOTAL	99.078,9	336.958,6	155.238,7	1.015.315,6	99.381,3	307.098,4	150.564,4	983.851,0	89.446,9	282.314,5	136.499,3

Notas:

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência.

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA, COORDENADORES DA OFERTA, CONSULTORES E AUDITORES

Para fins do disposto no Item 2 do Anexo III da Instrução CVM 400, esclarecimentos sobre a Companhia e a Oferta, bem como este Prospecto, poderão ser obtidos nos seguintes endereços:

Companhia

PetroRecôncavo S.A.

Av. Luis Viana Filho, 13.223
Hangar Business Park, Torre 6, salas 611 a 620,
CEP 41.500-300, Salvador - Bahia
At.: Rafael Procaci da Cunha
Tel.: +55 (71) 3635-0207
Website: ri.petroreconcavo.com.br

Coordenadores da Oferta

Banco Itaú BBA S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.500, 1º, 2º, 3º,
4º e 5º andares
CEP 04538-132, São Paulo, SP
At.: Sra. Renata Dominguez
Tel.: +55 (11) 3708-8000
Website: www.itaub.com.br

Banco Morgan Stanley S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.600, 6º e
8º andares
CEP 04538-132, São Paulo – SP
At.: Sr. Eduardo Mendez
Tel.: +55 (11) 3048-6000
Website: www.morganstanley.com.br

Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

Rua Leopoldo Couto de Magalhães Jr, 700,
17º andar
04542-000 São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Federici
Telefone: +55 (11) 3371-0700
<http://www.goldmansachs.com/worldwide/brazil/>

Banco Safra S.A.

Avenida Paulista, 2.100
CEP 01310-930, São Paulo, SP
At.: Sr. João Paulo Feneberg Torres
Tel.: +55 (11) 3175-4184
Website: <https://www.safra.com.br>

Consultores Legais Locais da Companhia

BMA - Barbosa, Müssnich Aragão Advogados

Av. Presidente Juscelino Kubitschek, 1.455, 5º,
6º e 7º andares
CEP 04543-011, São Paulo, SP
At.: Srs. Fábio Henrique Peres e Jane Goldman
Nusbaum
Tel.: +55 (11) 2179-4652
Website: www.bmalaw.com.br

Consultores Legais Locais dos Coordenadores da Oferta

Tauil | Chequer Advogados associado a Mayer Brown LLP

Av. Presidente Juscelino Kubitschek, 1.455, 5º,
6º e 7º andares
CEP 04543-011, São Paulo, SP
At.: Srs. Rodolfo Tella e Carlos Motta
Tel.: +55 (11) 2504-4210
Website: www.tauilchequer.com.br

Consultores Legais Externos da Companhia

Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP and Affiliates

Av. Brigadeiro Faria Lima, 3.311 – 7º andar
CEP 04538-133, São Paulo, SP
At.: Sr. Filipe Areno
Tel.: +55 (11) 3708-1820
Website: www.skadden.com

Consultores Legais Externos dos Coordenadores da Oferta

Hogan Lovells US LLP

390 Madison Avenue
Nova York, NY, 10017, Estados Unidos
At.: Srs. Isabel Costa Carvalho e Sina Hekmat
Tel.: +55 (11) 3074-3610
Website: www.hoganlovells.com

Audidores Independentes da Companhia

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Av. Tancredo Neves, 620
CEP 41820-901, Salvador, BA
At.: Sr. Jonathas José Medeiros de Barcelos
Tel.: +55 (81) 3464-8104
Website: www.deloitte.com.br

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, as quais se encontram anexas a este Prospecto a partir da página 157.

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 Relacionados à Companhia” e “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações” nas páginas 26 e 90, respectivamente, deste Prospecto e na seção “4. Fatores de Risco” do nosso Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 394, nas demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, e nas respectivas notas explicativas das demonstrações financeiras, anexas a este Prospecto, para melhor compreensão das atividades da Companhia e da Oferta, antes de tomar a decisão de investir nas Ações.

Ações	Ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, objeto da Oferta.
Ações Adicionais	Montante de até 14.000.000 Ações de emissão da Companhia, correspondentes a até 20% da quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Suplementares), que poderá ser acrescido à Oferta nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas.
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 as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, estima-se que 70.000.000 Ações de emissão da Companhia, representativas de 29,43% do seu capital social, estarão em circulação no mercado. Considerando a colocação da totalidade das Ações Adicionais e das Ações Suplementares, estima-se que 94.500.000 Ações de emissão da Companhia, representativas de 36,02% do seu capital social, estarão em circulação no mercado. Para mais informações, veja seção “Informações sobre a Oferta – Composição do Capital Social” na página 50 deste Prospecto.
Ações Suplementares	Montante de até 10.500.000 Ações, correspondentes a até 15% da quantidade de Ações inicialmente ofertada, que poderá ser acrescido à Oferta nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas, em conexão com a prestação dos serviços de estabilização de preço das Ações no âmbito da Oferta. 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 dias contados da data de início da negociação das Ações 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, no momento em que for fixado o Preço por Ação, 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 por parte dos Coordenadores da Oferta.

Agentes de Colocação Internacional	Em conjunto, o Itau BBA USA Securities, Inc., o Morgan Stanley & Co. LLC, o Goldman Sachs & Co. LLC e o Safra Securities LLC.
Agente Estabilizador ou Morgan Stanley	Banco Morgan Stanley S.A.
Anúncio de Encerramento	Anúncio de encerramento da Oferta Pública de Distribuição Primária da PetroRecôncavo S.A., a ser disponibilizado em até seis meses, contados a partir da data de divulgação do Anúncio de Início, na forma do artigo 29 e anexo V da Instrução CVM 400, a ser disponibilizado nos endereços indicados na seção “Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta” na página 77 deste Prospecto, informando acerca do resultado final da Oferta.
Anúncio de Início	Anúncio de início da Oferta Pública de Distribuição Primária da PetroRecôncavo S.A., a ser disponibilizado na forma do artigo 52 e anexo IV da Instrução CVM 400, nos endereços indicados na seção “Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta” na página 77 deste Prospecto, informando acerca do início do Prazo de Distribuição.
Anúncio de Retificação	Anúncio a ser imediatamente disponibilizado, nos termos dispostos no artigo 27 da Instrução CVM 400, na hipótese de suspensão ou qualquer modificação na Oferta, disponibilizado nos endereços indicados na seção “Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta” na página 77 deste Prospecto.
Aprovações Societárias	<p>A aprovação do protocolo do pedido de registro de companhia aberta categoria “A” perante a CVM e a realização da Oferta (incluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) mediante aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado previsto no 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 e do artigo 6º do Estatuto Social da Companhia, e seus termos e condições, bem como a adesão ao Novo Mercado e a aprovação da reforma do Estatuto Social, para adequá-lo às regras do Regulamento do Novo Mercado. cuja eficácia é condicionada à disponibilização do Anúncio de Início, foram aprovadas em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 23 de fevereiro de 2021, cuja ata foi devidamente registrada na JUCEB sob o nº 98059924, em 8 de abril de 2021, e publicada no DOEBA e no jornal “Correio da Bahia”, em 26 de fevereiro de 2021.</p> <p>A fixação do Preço por Ação, bem como a quantidade de Ações objeto da Oferta e o efetivo aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado da Companhia, serão aprovados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia a ser realizada após a conclusão do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> e antes da disponibilização do Anúncio de Início, cuja ata será devidamente registrada na JUCEB e publicada no DOEBA e no jornal “Correio da Bahia”.</p>

Atividade de Estabilização e Formador de Mercado O Agente Estabilizador, por intermédio da Corretora, poderá, a seu exclusivo critério, conduzir atividades de estabilização do preço das Ações da Companhia na B3, por um período de 30 dias contados a partir da data de início da negociação das Ações na B3, inclusive, por meio de operações bursáteis de compra e venda de ações ordinárias de emissão da Companhia, observadas as disposições legais aplicáveis e o disposto no Contrato de Estabilização, 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, 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 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.

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, nos termos da Instrução da CVM nº 384, de 17 de março de 2003, para a realização de operações destinadas a fomentar a liquidez das ações ordinárias emitidas pela Companhia no mercado secundário, no entanto, não houve contratação de formador de mercado.

Companhia PetroRecôncavo S.A.

Capital Social Na data deste Prospecto, o capital social da Companhia é de R\$674.941.437,37, totalmente subscrito e integralizado, representado por 167.823.532 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.

Contrato de Colocação Contrato de Colocação, Coordenação e Garantia Firme de Liquidação de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão, da PetroRecôncavo S.A., a ser celebrado pela Companhia, pelos Coordenadores da Oferta e pela B3, na qualidade de interveniente anuente.

Contrato de Colocação Internacional *Placement Facilitation Agreement*, a ser celebrado 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 Empréstimo	Contrato de Empréstimo de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A., a ser celebrado entre o Opportunity FIP, na qualidade de doador, o Agente Estabilizador, na qualidade de tomador, a Corretora, na qualidade de corretora tomadora, a Instituição Escrituradora, na qualidade de corretora doadora, e a B3, como interveniente.
Contrato de Estabilização	Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço das Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A., a ser celebrado entre a Companhia, o Agente Estabilizador, a Corretora e os Coordenadores da Oferta, estes últimos na qualidade de intervenientes anuentes, que rege os procedimentos para a realização de operações de estabilização de preços das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado brasileiro pelo Agente Estabilizador, o qual foi devidamente submetido à análise e aprovação da B3 e da CVM, 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.
Contrato de Participação no Novo Mercado	Contrato de Participação no Novo Mercado de Governança Corporativa a ser celebrado entre a Companhia e a B3, conforme disposto no artigo 5º do Regulamento do Novo Mercado, antes da divulgação do Anúncio de Início, o qual entrará em vigor na data de divulgação do Anúncio de Início.
Contrato de Prestação de Serviços	“Contrato de Prestação de Serviços” a ser celebrado entre a Companhia e a B3.
Coordenador Líder ou Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
Coordenadores da Oferta	O Coordenador Líder, o Morgan Stanley, o Goldman Sachs e o Safra, considerados em conjunto.
Corretora	Morgan Stanley Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Cronograma Estimado da Oferta	Veja a seção “Informações sobre a Oferta – Cronograma Estimado da Oferta” na página 59 deste Prospecto.
Data de Liquidação	Data da liquidação física e financeira das Ações, exceto com relação à distribuição das Ações Suplementares, que deverá ser realizada dentro do prazo de até 2 (dois) dias úteis, contados da data de disponibilização do Anúncio de Início, com a entrega das Ações, considerando as Ações Adicionais e sem considerar as Ações Suplementares, aos respectivos investidores.
Data de Liquidação das Ações Suplementares	Data da liquidação física e financeira das Ações Suplementares, que deverá ser realizada até o segundo dia útil contado da(s) respectiva(s) data(s) de exercício da Opção de Ações Suplementares.
Destinação de Recursos	Os recursos líquidos provenientes da Oferta obtidos por nós com a Oferta serão destinados integralmente para: (i) pagamento das aquisições de ativos da Petrobras realizadas e em curso; (ii) potencial aquisição de ativos da Petrobras; e (iii) aumento da posição de caixa. Para mais informações, ver seção “Destinação dos Recursos” na página 99 deste Prospecto.

Direitos, Vantagens e Restrições das Ações

As Ações conferirão aos seus titulares os mesmos direitos, vantagens e restrições inerentes às ações ordinárias de emissão da Companhia a elas subjacentes, nos termos previstos no seu Estatuto Social, no Regulamento do Novo Mercado e na Lei das Sociedades por Ações, conforme descritos a partir da página 113 deste Prospecto e na seção “18. Valores Mobiliários” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 367.

Distribuição parcial

Conforme faculdade prevista nos artigos 30 e 31 da Instrução CVM 400, não será admitida a distribuição parcial no âmbito da Oferta. Assim, caso não haja demanda para a subscrição da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, por parte dos Investidores Não Institucionais e dos Investidores Institucionais até a data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, nos termos do Contrato de Colocação, a Oferta será cancelada, sendo todos os Pedidos de Reserva e intenções de investimento automaticamente cancelados. Neste caso, os valores eventualmente depositados pelos Investidores Não Institucionais deverão ser integralmente devolvidos, sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso de custos incorridos e com dedução de quaisquer tributos eventualmente incidentes sobre os valores pagos, inclusive, em função do IOF/Câmbio e quaisquer outros tributos que venham a ser criados, incluindo aqueles com alíquota atual equivalente a zero que tenham sua alíquota majorada, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis contados da data da disponibilização do comunicado de cancelamento da Oferta. Para mais informações, veja a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – Na medida em que o regime de distribuição da Oferta é o de garantia firme de liquidação e que não será admitida distribuição parcial no âmbito da Oferta, é possível que a Oferta venha a ser cancelada caso não haja demanda suficiente para subscrição da totalidade das Ações objeto da Oferta”, na página 95 deste Prospecto.

Evento de Fixação do Preço em Valor Inferior à Faixa Indicativa

Ocorrerá caso o Preço por Ação seja inferior ao resultado da subtração entre o valor mínimo previsto na Faixa Indicativa, e o valor correspondente a 20% do valor máximo previsto na Faixa Indicativa, nos termos do artigo 4º, do Anexo II, do Código ANBIMA e do item 2.2.1 do Ofício-Circular CVM/SRE, hipótese em que o Investidor Não Institucional poderá desistir do seu Pedido de Reserva, sem quaisquer ônus, devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Consorciada que tenha recebido seus respectivos Pedidos de Reserva (por meio de mensagem eletrônica ou correspondência enviada ao endereço da Instituição Consorciada).

Faixa Indicativa

A faixa indicativa do Preço por Ação apresentada na capa deste Prospecto. Estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, podendo, no entanto, ser fixado acima ou abaixo dessa faixa indicativa. Na hipótese de o Preço por Ação ser fixado acima ou abaixo da Faixa Indicativa, os Pedidos de Reserva serão normalmente considerados e processados, observada a condição de eficácia indicada na seção “Informações Sobre a Oferta – Procedimento da Oferta – Oferta de Varejo”, na página 61 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 Relacionados à Companhia” e “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações”, a partir das páginas 26 e 90 deste Prospecto, respectivamente, bem como os Fatores de Risco descritos no item “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 394, para ciência dos riscos que devem ser considerados antes de investir nas Ações.

Garantia Firme de Liquidação

A garantia firme de liquidação consiste na obrigação individual e não solidária dos Coordenadores da Oferta, observado o disposto no Contrato de Colocação, de integralizarem as Ações (considerando as Ações Adicionais, se houver, e sem considerar as Ações Suplementares) que tenham sido subscritas, porém não integralizadas pelos seus respectivos investidores na Data de Liquidação, na proporção e até o limite individual de garantia firme de liquidação prestada por cada um dos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação.

Caso as Ações (considerando as Ações Adicionais, mas sem considerar as Ações Suplementares) efetivamente subscritas por investidores não tenham sido totalmente integralizadas na Data de Liquidação, cada um dos Coordenadores da Oferta, observado o disposto no Contrato de Colocação, realizará, de forma individual e não solidária, a integralização, na Data de Liquidação, na proporção e até os limites individuais previstos no Contrato de Colocação, da totalidade do eventual saldo resultante da diferença entre (i) o número de Ações objeto da Garantia Firme de Liquidação prestada por cada um dos Coordenadores da Oferta, multiplicado pelo Preço por Ação, nos termos do Contrato de Colocação e (ii) o número de Ações (considerando as Ações Adicionais, mas sem considerar as Ações Suplementares) efetivamente integralizadas por investidores no mercado, multiplicado pelo Preço por Ação a ser definido conforme o Procedimento de *Bookbuilding*. A Garantia Firme de Liquidação, individual e não solidária, é vinculante a partir do momento em que forem assinados o Contrato de Colocação e o Contrato de Colocação Internacional e forem cumpridas as condições neles previstas, concedido o registro da Companhia como companhia aberta sob a categoria “A” pela CVM nos termos da Instrução CVM 480, concedidos o registro da Oferta pela CVM, disponibilizado o Anúncio de Início e disponibilizado o Prospecto Definitivo.

Para os fins do disposto no item 5 do Anexo VI da Instrução CVM 400, em caso de exercício da Garantia Firme de Liquidação e posterior revenda das Ações junto ao público pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação, durante o Prazo de Distribuição, o preço de revenda dessas Ações será o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia, limitado ao Preço por Ação estabelecido conforme Procedimento de *Bookbuilding*, sendo certo que o disposto nesse parágrafo não se aplica às operações realizadas em decorrência das atividades previstas no Contrato de Estabilização.

Goldman Sachs

Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

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, à Companhia, ao setor em que atua, aos seus acionistas e ao ambiente macroeconômico do Brasil, descritos neste Prospecto e no Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 367, 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. **Recomenda-se que os interessados em participar da Oferta consultem seus advogados, contadores, consultores financeiros e demais profissionais que julgarem necessários para auxiliá-los na avaliação da adequação da Oferta ao perfil de investimento, dos riscos inerentes aos negócios da Companhia e ao investimento nas Ações.**

Instituição Escrituradora

Itaú Corretora de Valores S.A.

Instituições Consorciadas

Instituições intermediárias autorizadas a operar no mercado de capitais brasileiro, credenciadas junto à B3, convidadas a participar da Oferta exclusivamente para efetuar esforços de colocação das Ações junto aos Investidores Não Institucionais, e que tenham aderido à carta convite disponibilizada pelo Coordenador Líder.

Instituições Participantes da Oferta

Coordenadores da Oferta e as Instituições Consorciadas, em conjunto.

Instrumentos de Lock-up

Acordos de restrição à emissão e/ou venda de Ações e de ações ordinárias de emissão da Companhia, a serem assinados pela Companhia, pelos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, bem como pelos acionistas, Perbras, PetroSantander e Opportunity FIP.

Investidores Estrangeiros	Os (i) pessoas razoavelmente consideradas investidores institucionais qualificados (<i>qualified institutional buyers</i>), residentes e domiciliados nos Estados Unidos, conforme definidos na Regra 144A, editada pela SEC, em operações isentas de registro nos Estados Unidos, em conformidade ao <i>Securities Act</i> e aos regulamentos editados ao amparo do <i>Securities Act</i> , bem como nos termos de quaisquer outras regras federais e estaduais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários aplicáveis; e (ii) investidores que sejam considerados <i>non-U.S. persons</i> com base no Regulamento S, no âmbito do <i>Securities Act</i> , tais como investidores não residentes ou domiciliados nos Estados Unidos ou não constituídos de acordo com a legislação vigente nos Estados Unidos, e observada a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em ambos os casos (i) e (ii), em operações isentas de registro nos Estados Unidos, nos termos do <i>Securities Act</i> e dos regulamentos editados ao amparo do <i>Securities Act</i> , bem como nos termos de quaisquer outras regras federais e estaduais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários aplicáveis, desde que tais Investidores Estrangeiros invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados, nos termos da Lei 4.131, da Resolução CMN 4.373 e da Resolução CVM 13, sem a necessidade, para tanto, 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.
Investidores Institucionais	Investidores Estrangeiros e os Investidores Institucionais Locais considerados em conjunto.
Investidores Institucionais Locais	Investidores pessoas físicas e jurídicas e clubes de investimento registrados na B3, nos termos da regulamentação em vigor, em qualquer caso, que sejam considerados investidores qualificados ou profissionais, além de fundos de investimentos, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, que apresentem intenções específicas e globais de investimento, carteiras administradas discricionárias, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, condomínios destinados à aplicação em carteira de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na B3, seguradoras, entidades abertas e fechadas de previdência complementar e de capitalização, em todos os casos, residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, inexistindo, para estes, valores mínimo ou máximo de investimento, nos termos da Instrução CVM 539.
Investidores Não Institucionais	Investidores pessoas físicas e jurídicas, bem como clubes de investimento registrados na B3, em qualquer caso residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, nos termos da regulamentação em vigor, que não sejam considerados Investidores Institucionais, que formalizem Pedido de Reserva durante os Períodos de Reserva, observado, para esses investidores, em qualquer hipótese, os Valores Mínimo e Máximo do Pedido de Reserva, nos termos da Instrução da CVM 539.
Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.

Mecanismos de Garantia de Dispersão Acionária	No contexto da Oferta de Varejo e considerando que a Companhia deve envidar melhores esforços para atingir a dispersão acionária, o montante de, no mínimo, 10% e, no máximo, 20% da totalidade das Ações (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), a critério dos Coordenadores da Oferta e da Companhia, será destinado prioritariamente à colocação pública junto a Investidores Não Institucionais que realizarem Pedido de Reserva durante os Períodos de Reserva, nos termos do artigo 12 do Regulamento do Novo Mercado, de acordo com as condições ali previstas e o procedimento abaixo indicado.
Morgan Stanley	Banco Morgan Stanley S.A.
Negociação na B3	As Ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas no Novo Mercado a partir do dia útil seguinte à disponibilização do Anúncio de Início sob o código “RECV3”.
Oferta	Distribuição pública primária de, inicialmente, 70.000.000 novas Ações (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), a ser realizada no Brasil em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400, por intermédio das Instituições Participantes da Oferta, incluindo esforços de colocação 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 pela Lei 4.131, pela Resolução CMN 4.373 e pela Resolução CVM 13.
Oferta de Varejo	Considerando que a Companhia deve envidar melhores esforços para atingir a dispersão acionária, conforme previsto no Artigo 12 do Regulamento do Novo Mercado, o montante de, no mínimo, 10%, e, no máximo, 20% da totalidade das Ações, considerando as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, a critério dos Coordenadores da Oferta e da Companhia será destinado prioritariamente à colocação pública junto a Investidores Não Institucionais que tenham realizado Pedido de Reserva.
Oferta Institucional	Distribuição pública de Ações, no âmbito da Oferta, direcionada a Investidores Institucionais.
Offering Memoranda	O <i>Preliminary Offering Memorandum</i> e o <i>Final Offering Memorandum</i> , conforme definidos no Contrato de Colocação Internacional, considerados em conjunto.

Opção de Ações Suplementares	Opção a ser outorgada no Contrato de Colocação pela Companhia ao Agente Estabilizador, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, para colocação das Ações Suplementares, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas, as quais serão destinadas exclusivamente para prestação dos serviços de estabilização de preço das Ações. 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 dias contados da data de início da negociação das Ações 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, no momento em que for fixado o Preço por Ação, seja tomada em comum acordo entre o Agente Estabilizador e os demais Coordenadores da Oferta quando da fixação do Preço por Ação.
Pedido de Reserva	Formulário específico celebrado, em caráter irrevogável e irretratável, para reserva de Ações no âmbito da Oferta de Varejo, por Investidores Não Institucionais, inclusive os que sejam Pessoas Vinculadas, junto a uma única Instituição Consorciada.
Período de Colocação	Prazo de até 2 (dois) dias úteis, contados a partir da data de disponibilização do Anúncio de Início para que os Coordenadores da Oferta efetuem a colocação das Ações (considerando as Ações Adicionais e sem considerar as Ações Suplementares).
Período de Reserva	Período compreendido entre 19 de abril de 2021, inclusive, e 30 de abril de 2021, inclusive, para formulação de Pedido de Reserva pelos Investidores Não Institucionais.
Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	Período compreendido entre 19 de abril de 2021, inclusive, e 22 de abril de 2021, inclusive, data esta que antecede em pelo menos 7 (sete) dias úteis a conclusão do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , destinado à formulação de Pedido de Reserva pelos Investidores Não Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas, os quais, nos termos da Deliberação CVM 476, não estarão sujeitos a eventual cancelamento por excesso de demanda.
Períodos de Reserva	Período de Reservada e Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, quando referidos em conjunto.

Pessoas Vinculadas

Para os fins da presente Oferta, e nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400 e do artigo 1º, inciso VI, da Instrução CVM 505, serão consideradas pessoas vinculadas à Oferta os investidores que sejam (i) controladores ou administradores da Companhia e/ou outras pessoas vinculadas à Oferta, bem como seus cônjuges ou companheiros, seus ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau; (ii) controladores ou administradores das Instituições Participantes da Oferta e/ou dos Agentes de Colocação Internacional; (iii) empregados, funcionários, 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, contrato de prestação de serviços diretamente relacionados à atividade 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, desde que diretamente envolvidos na Oferta; (vii) sociedades controladas, direta ou indiretamente, por pessoas vinculadas às Instituições Participantes 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 pessoas vinculadas, salvo se geridos discricionariamente por terceiros que não sejam pessoas vinculadas.

Prazo de Distribuição

Prazo para distribuição das Ações que se encerrará (i) em até 6 (seis) meses contados da data de divulgação do Anúncio de Início, conforme previsto nos artigos 18 da Instrução CVM 400; ou (ii) até a disponibilização do Anúncio de Encerramento, o que ocorrer primeiro.

Preço por Ação

O Preço por Ação será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* e terá como parâmetro as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade de demanda (por volume e preço) coletada junto a Investidores Institucionais durante o Procedimento de *Bookbuilding*. Estima-se que o Preço por Ação estará situado na Faixa Indicativa, podendo, no entanto, ser fixado acima ou abaixo dessa Faixa Indicativa.

A escolha do critério de fixação do Preço por Ação é justificada, na medida em que o preço de mercado das Ações a serem subscritas será aferido diretamente por meio do resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentarão suas intenções de investimento nas Ações no contexto da Oferta. Portanto, a emissão de Ações neste critério de fixação de preço, não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações.

**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 da Instrução CVM 400. Os Investidores Não Institucionais não participarão do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participarão do processo de determinação do Preço por Ação.

Poderá ser 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 e as Ações Adicionais). Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 (um terço) à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais), não será permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta, de Ações junto aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, sendo suas intenções de investimento automaticamente canceladas. **A participação de Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá afetar adversamente na fixação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas poderá resultar na redução de 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 considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá afetar adversamente a fixação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas poderá resultar na redução de liquidez das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado secundário”, na página 94 do Prospecto Preliminar.**

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 Relacionados à Companhia”, bem como na seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência da Companhia, anexo a este Prospecto a partir da página 394, antes de tomar qualquer decisão de investir nas Ações.

Prospecto Definitivo

O Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A., incluindo o Formulário de Referência anexo ao Prospecto Definitivo.

Prospecto ou Prospecto Preliminar

Este Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A., incluindo o Formulário de Referência anexo a este Prospecto e eventuais aditamentos e/ou suplementos.

Prospectos	Prospecto Definitivo e este Prospecto Preliminar, em conjunto.
Público Alvo da Oferta	Os Investidores Não Institucionais e os Investidores Institucionais.
Registro da Oferta	<p>O pedido de registro da Oferta foi protocolizado perante a CVM em 26 de fevereiro de 2021, estando a presente Oferta sujeita a prévia aprovação e registro da CVM.</p> <p>Mais informações sobre a Oferta poderão ser obtidas junto às Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados na seção “Informações Adicionais” na página 74 deste Prospecto.</p>
Resolução de Conflitos	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, e em especial, decorrentes das disposições contidas na Lei do Mercado de Capitais, na Lei das Sociedades por Ações, no estatuto social da Companhia, 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 no Regulamento do Novo Mercado, dos demais regulamentos da B3 e do Contrato de Participação no Novo Mercado.
Restrição à Venda de Ações (Lock-up)	A Companhia, os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, bem como os acionistas, Perbras, PetroSantander e Opportunity FIP obrigam-se perante os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional, pelo período de 180 (cento e oitenta) dias contados da data do Prospecto Definitivo (“ <u>Período de Lock-up</u> ”), conforme seja aplicável em cada Instrumento de <i>Lock-up</i> , a não efetuar quaisquer das seguintes operações, direta ou indiretamente, conforme aplicável em cada caso, sem o prévio consentimento dos Agentes de Colocação Internacional e dos Coordenadores da Oferta, em relação às ações ordinárias de emissão da Companhia ou valores mobiliários conversíveis ou permutáveis ou exercíveis em ações ordinárias de emissão da Companhia (“ <u>Valores Mobiliários Sujeitos ao Lock-up</u> ”): (i) ofertar, vender, emitir, contratar a venda, empenhar ou dispor de qualquer forma dos Valores Mobiliários Sujeitos ao <i>Lock-up</i> ; (ii) ofertar, vender, emitir, contratar a venda, contratar a compra ou conceder quaisquer opções, direitos ou garantias de venda dos Valores Mobiliários Sujeitos ao <i>Lock-up</i> ; (iii) celebrar qualquer contrato de <i>swap</i> , <i>hedge</i> ou qualquer outra forma de acordo por meio do qual seja transferido, no todo ou em parte, quaisquer dos resultados econômicos decorrentes da titularidade dos Valores Mobiliários Sujeitos ao <i>Lock-up</i> ; (iv) estabelecer ou aumentar uma posição equivalente de venda ou liquidar ou diminuir uma posição equivalente de compra de Valores Mobiliários Sujeitos ao <i>Lock-up</i> , conforme os termos da Seção 16 do <i>U.S. Securities Exchange Act</i> de 1934; ou (v) arquivar com a SEC uma declaração de registro (<i>registration statement</i>) de acordo com o <i>Securities Act</i> relacionada aos Valores Mobiliários Sujeitos ao <i>Lock-up</i> .

As vedações listadas acima não se aplicarão nas seguintes hipóteses, nos termos do Contrato de Colocação Internacional: (a) em relação às Ações a serem emitidas no âmbito da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional (incluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), (b) transferência de Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up* como doação de boa-fé, desde que antes de qualquer transferência, o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (c) emissão pela Companhia de ações ordinárias de emissão da Companhia no âmbito de uma conversão ou troca de títulos conversíveis ou permuta de valores mobiliários conversíveis ou permutáveis ou exercício de bônus de subscrição ou opções, em todo caso que estejam em circulação e exercíveis na data da celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional e esteja descrito no Formulário de Referência; (d) outorga pela Companhia de opções de compra de ações a diretores, executivos e empregados de acordo com os termos de um plano de opção de compra de ações devidamente aprovado ou outro plano de remuneração baseado em ações em vigor na data de celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional e conforme descrito no Formulário de Referência; (e) a quaisquer afiliadas (conforme definidas na *Rule 405* do *Securities Act*), desde que antes de qualquer transferência, (i) o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (ii) nenhum registro por qualquer parte sob a legislação brasileira ou qualquer outra aplicável será exigida ou será feita voluntariamente em conexão com qualquer transferência, disposição ou distribuição; (f) como disposições a qualquer fiduciário (*trust*) em benefício direto ou indireto do próprio signatário do Instrumento de *Lock-Up* e/ou de familiares imediatos e/ou afiliados (conforme definidas na *Rule 405* do *Securities Act*), desde que antes de qualquer transferência, (i) o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (ii) nenhum registro por qualquer parte sob a legislação brasileira ou qualquer outra aplicável será exigida ou será feita voluntariamente em conexão com qualquer transferência, disposição ou distribuição; (g) qualquer emissão de ações em conexão com uma fusão, aquisição, *joint venture* ou participação estratégica firmada pela Companhia, desde que o montante do número de ações emitidas ou emissíveis sob este item não exceda 10% do número total de ações ordinárias emitidas e em circulação da Companhia na data de celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional, desde que o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (h) se tal transferência ocorrer em razão de um de um testamento, sucessão ou direito de família, incluindo, sem limitação, leis de sucessão ou de direito de família ou relacionadas a divórcio; (i) como doações para organizações beneficentes, desde que o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (j) distribuição/transferência a acionistas da Companhia, desde que o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; e (k) mediante o consentimento por escrito do Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional. A Companhia não tomará, direta ou

indiretamente, em nenhum momento durante o Período de *Lock-up* qualquer ação referida nos itens (i) a (v) acima com respeito aos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up* circunstâncias em que tal oferta, venda, penhor, contrato ou disposição causaria a cessação da isenção proporcionada pela Seção 4(a)(2) do *Securities Act* ou pelo disposto (*safe harbor*) do *Regulation S* no âmbito da Oferta. Quaisquer ações ordinárias de emissão da Companhia adquiridas no mercado aberto não estarão sujeitas às restrições descritas nesta seção, desde que nenhum registro no Brasil ou nos termos do *Securities Exchange Act* de 1934 possa ser exigido ou será feito voluntariamente em conexão com ofertas subsequentes de ações ordinárias de emissão da Companhia adquiridos em tais transações realizadas no mercado aberto sem o consentimento prévio por escrito dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional. Para fins desta seção, "família imediata" significa qualquer relação de sangue, casamento ou adoção, não mais remota do que um primo-irmão.

A venda ou a percepção de uma possível venda de um volume substancial de ações ordinárias de emissão da Companhia poderá prejudicar o valor de negociação das Ações.

Para mais informações, veja o fator de risco "A emissão, a venda ou a percepção de uma potencial emissão ou venda de quantidades significativas de ações ordinárias de emissão da Companhia após a conclusão da Oferta e/ou após o período de *Lock-up* pode afetar adversamente o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado secundário ou a percepção dos investidores sobre a Companhia" constante da seção "Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Oferta e às Ações" na página 90 do Prospecto Preliminar.

Safra	Banco Safra S.A.
Termo de Aceitação	Documento específico para aceitação da oferta celebrado, em caráter irrevogável e irretratável, pelos Investidores Institucionais, no âmbito da Oferta Institucional.
Valores Mínimo e Máximo do Pedido de Reserva	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 aplicável aos Investidores Não Institucionais no âmbito da Oferta de Varejo.
Valor Total da Oferta	R\$1.225.000.000,00 considerando o Preço por Ação, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, sem considerar a colocação das Ações Adicionais e das Ações Suplementares.

INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA

Composição do capital social

Na data deste Prospecto, o capital social da Companhia é de R\$674.941.437,37, totalmente subscrito e integralizado, representado por 167.823.532 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. A quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia descrita neste parágrafo já considera o Desdobramento por Ações, à razão de 1:2, de forma que cada uma ação ordinária passou a corresponder a duas ações ordinárias, sem qualquer alteração no valor do capital social, conforme aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de abril de 2021. Para mais informações sobre o Desdobramento das Ações, ver seção “17. Capital Social” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 699.

Nos termos do Estatuto Social, o capital social poderá ser aumentado em até R\$2.750.000.000,00, independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração, que fixará o preço de emissão, a quantidade de ações a serem emitidas e as demais condições de subscrição/integralização de tais ações dentro do capital autorizado.

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

Na hipótese de colocação total das Ações, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais:

Espécie e Classe das Ações	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Quantidade	Valor (em R\$)	Quantidade	Valor ⁽¹⁾⁽²⁾ (em R\$)
Ordinárias	167.823.532	674.941.437,37	237.823.532	1.899.941.437,37
Total	167.823.532	674.941.437,37	237.823.532	1.899.941.437,37

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, ressalvado, no entanto, que o Preço por Ação poderá, eventualmente, ser fixado em valor acima ou abaixo desta faixa indicativa.

(2) Sem dedução de comissões e despesas da Oferta. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Na hipótese de colocação total das Ações, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e considerando as Ações Adicionais:

Espécie e Classe das Ações	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Quantidade	Valor (em R\$)	Quantidade	Valor ⁽¹⁾⁽²⁾ (em R\$)
Ordinárias	167.823.532	674.941.437,37	251.823.532	2.144.941.437,37
Total	167.823.532	674.941.437,37	251.823.532	2.144.941.437,37

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, ressalvado, no entanto, que o Preço por Ação poderá, eventualmente, ser fixado em valor acima ou abaixo desta faixa indicativa.

(2) Sem dedução de comissões e despesas da Oferta. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Na hipótese de colocação total das Ações, considerando o exercício da Opção de Ações Suplementares e sem considerar as Ações Adicionais:

Espécie e Classe das Ações	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Quantidade	Valor (em R\$)	Quantidade	Valor ⁽¹⁾⁽²⁾ (em R\$)
Ordinárias	167.823.532	674.941.437,37	248.323.532	2.083.691.437,37
Total	167.823.532	674.941.437,37	248.323.532	2.083.691.437,37

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, ressalvado, no entanto, que o Preço por Ação poderá, eventualmente, ser fixado em valor acima ou abaixo desta faixa indicativa.

(2) Sem dedução de comissões e despesas da Oferta. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Na hipótese de colocação total das Ações, considerando o exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais:

Espécie e Classe das Ações	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Quantidade	Valor (em R\$)	Quantidade	Valor ⁽¹⁾⁽²⁾ (em R\$)
Ordinárias	167.823.532	674.941.437,37	262.323.532	2.328.691.437,37
Total	167.823.532	674.941.437,37	262.323.532	2.328.691.437,37

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, ressalvado, no entanto, que o Preço por Ação poderá, eventualmente, ser fixado em valor acima ou abaixo desta faixa indicativa.

(2) Sem dedução de comissões e despesas da Oferta. Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Ações em circulação (*free float*) após a Oferta

Após a realização da Oferta, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, um montante de até 70.000.000 Ações, representativas de, aproximadamente, 29,43% do seu capital social, estarão em circulação no mercado.

Após a realização da Oferta, considerando a colocação das Ações Adicionais e das Ações Suplementares, um montante de até 94.500.000 Ações, representativas de, aproximadamente, 36,02% do seu capital social, estarão em circulação no mercado.

Após a realização da Oferta, considerando a colocação das Ações Adicionais e sem considerar a colocação das Ações Suplementares, um montante de até 84.000.000 Ações, representativas de, aproximadamente, 33,36% do seu capital social, estarão em circulação no mercado.

Após a realização da Oferta, sem considerar a colocação das Ações Adicionais e considerando a colocação das Ações Suplementares, um montante de até 80.500.000 Ações, representativas de, aproximadamente, 32,42% do seu capital social, estarão em circulação no mercado.

Principais acionistas e Administradores

Os quadros abaixo indicam a quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de ações ordinárias de emissão da Companhia e pelos Administradores da Companhia na data deste Prospecto e a previsão para após a conclusão da Oferta.

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

Acionistas	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%
PetroSantander	82.536.716	49,18%	82.536.716	34,71%
Opportunity FIP	58.607.538	34,92%	58.607.538	24,64%
Perbras	12.523.304	7,46%	12.523.304	5,27%
Outros	14.155.974	8,44%	14.155.974	5,95%
Ações em tesouraria	-	-	-	-
Ações em circulação	-	-	70.000.000	29,43%
Total	167.823.532	100,00%	237.823.532	100,00%

Na hipótese de colocação total das Ações, sem considerar as Ações Suplementares e considerando colocação da totalidade das Ações Adicionais:

Acionistas	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%
PetroSantander	82.536.716	49,18%	82.536.716	32,78%
Opportunity FIP	58.607.538	34,92%	58.607.538	23,27%
Perbras	12.523.304	7,46%	12.523.304	4,97%
Outros	14.155.974	8,44%	14.155.974	5,62%
Ações em tesouraria	-	-	-	-
Ações em circulação	-	-	84.000.000	33,36%
Total	167.823.532	100,00%	251.823.532	100,00%

Na hipótese de colocação total das Ações, considerando a colocação da totalidade das Ações Suplementares e sem considerar as Ações Adicionais:

Acionistas	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%
PetroSantander	82.536.716	49,18%	82.536.716	33,24%
Opportunity FIP	58.607.538	34,92%	58.607.538	23,60%
Perbras	12.523.304	7,46%	12.523.304	5,04%
Outros	14.155.974	8,44%	14.155.974	5,70%
Ações em tesouraria	-	-	-	-
Ações em circulação	-	-	80.500.000	32,42%
Total	167.823.532	100,00%	248.323.532	100,00%

Na hipótese de colocação total das Ações, considerando a colocação da totalidade das Ações Suplementares e das Ações Adicionais:

Acionistas	Composição Atual		Composição Após a Oferta	
	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%
PetroSantander	82.536.716	49,18%	82.536.716	31,46%
Opportunity FIP	58.607.538	34,92%	58.607.538	22,34%
Perbras	12.523.304	7,46%	12.523.304	4,77%
Outros	14.155.974	8,44%	14.155.974	5,40%
Ações em tesouraria	-	-	-	-
Ações em circulação	-	-	94.500.000	36,02%
Total	167.823.532	100,00%	262.323.532	100,00%

Para informações adicionais, os investidores devem ler a (i) seção “15. Controle e Grupo Econômico” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 680; e (ii) “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – Com a liquidação da Oferta, deixaremos de ter 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”, na página 91 deste Prospecto.

Características gerais da Oferta

Descrição da Oferta

A Oferta será realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400, o Ofício-Circular CVM/SRE e o Código ANBIMA, com os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado e demais normativos aplicáveis e será coordenada pelos Coordenadores da Oferta, com a participação de Instituições Participantes da Oferta, sendo que as Instituições Consorciadas participarão da Oferta para efetuar esforços de colocação das Ações exclusivamente junto aos Investidores Não Institucionais.

Simultaneamente, serão realizados esforços de colocação das Ações no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional, em conformidade com o Contrato de Colocação Internacional, (i) nos demais países, que não os Estados Unidos e o Brasil, para investidores que sejam considerados *non-U.S. persons*, com base no Regulamento S, tais como investidores não residentes ou domiciliados nos Estados Unidos e não constituídos de acordo com a legislação vigente nos Estados Unidos, e observada a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor,, em ambos os casos (i) e (ii), em operações isentas de registro nos Estados Unidos, nos termos do *Securities Act* e dos 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 aplicáveis, desde que tais Investidores Estrangeiros invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo Banco Central e/ou pela CVM, nos termos da Lei 4.131, ou da Resolução CMN 4.373 e da Resolução CVM 13, sem a necessidade, para tanto, 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.

A Oferta será registrada no Brasil junto à CVM em conformidade com os procedimentos previstos na Instrução CVM 400. Não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, que não o Brasil.

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data da disponibilização do Anúncio de Início, a quantidade de Ações inicialmente ofertada, sem considerar as Ações Suplementares, poderá, a critério da Companhia em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser acrescida em até 20% do total de Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Suplementares), ou seja, em até 14.000.000 Ações, 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, sem considerar as Ações Adicionais, poderá ser acrescida de um lote suplementar em percentual equivalente a até 15% do total de Ações inicialmente ofertadas, ou seja, em até 10.500.000 Ações, 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, em conexão com a prestação dos serviços de estabilização de preço das Ações no âmbito da Oferta. 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 dias contados da data de início da negociação das Ações 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, no momento em que for fixado o Preço por Ação, 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 por parte dos Coordenadores da Oferta.

A emissão das Ações da Oferta pela Companhia será realizada com exclusão do direito de preferência dos seus atuais acionistas, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, sendo que tal emissão será realizada dentro do limite de capital autorizado previsto no estatuto social da Companhia.

As Ações (considerando as Ações Adicionais e sem considerar as Ações Suplementares) serão colocadas pelas Instituições Participantes da Oferta em mercado de balcão não organizado, em regime de garantia firme de liquidação a ser prestada exclusivamente pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, de acordo com os limites individuais e demais disposições previstas no Contrato de Colocação e no item "Informações Sobre a Garantia Firme de Liquidação" na página 67 deste Prospecto. As Ações que forem objeto de esforços de venda 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, nos termos do artigo 19, parágrafo 4º da Lei do Mercado de Capitais.

Aprovações societárias

A aprovação do protocolo do pedido de registro de companhia aberta categoria “A” perante a CVM e a realização da Oferta (incluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) mediante aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado previsto no 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 e do artigo 6º do Estatuto Social da Companhia, e seus termos e condições, bem como a adesão ao Novo Mercado e a aprovação da reforma do Estatuto Social, para adequá-lo às regras do Regulamento do Novo Mercado e cuja eficácia é condicionada à disponibilização do Anúncio de Início, foram aprovadas em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 23 de fevereiro de 2021, cuja ata foi devidamente registrada na JUCEB sob o nº 98059924, em 8 de abril de 2021, e publicada no DOEBA e no jornal “Correio da Bahia”, em 26 de fevereiro de 2021.

A fixação do Preço por Ação, bem como a quantidade de Ações objeto da Oferta e o efetivo aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado da Companhia, serão aprovados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia a ser realizada após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* e antes da disponibilização do Anúncio de Início, cuja ata será devidamente registrada na JUCEB e publicada no DOEBA e no jornal “Correio da Bahia”.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, estima-se que o preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, podendo, no entanto, ser fixado acima ou abaixo dessa faixa, a qual é meramente indicativa. **Na hipótese de o Preço por Ação ser fixado acima ou abaixo dos valores de referência, os Pedidos de Reserva serão normalmente considerados e processados, observadas as condições de eficácia descritas abaixo, exceto no caso de o Preço por Ação ser inferior ao resultado da subtração entre o valor mínimo previsto na Faixa Indicativa e o valor correspondente a 20% do valor máximo previsto na Faixa Indicativa nos termos dos §1º e 2º do artigo 4º do Anexo II do Código ANBIMA e do item 21 do Ofício-Circular CVM/SRE, hipótese em que o Investidor Não Institucional poderá desistir do seu Pedido de Reserva.**

O Preço por Ação será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* e terá como parâmetro as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade de demanda (por volume e preço) coletada junto a Investidores Institucionais durante o Procedimento de *Bookbuilding*.

A escolha do critério de fixação do Preço por Ação é justificada na medida em que o preço de mercado das Ações a serem subscritas será aferido diretamente por meio do resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentarão suas intenções de investimento nas Ações no contexto da Oferta. Portanto, a emissão de Ações neste critério de fixação de preço não promoverá 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 que aderirem à Oferta de Varejo não participarão do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participarão do processo de determinação do Preço por Ação.

Poderá ser 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% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais). Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais), não será permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta, de Ações junto aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, sendo suas intenções de investimento automaticamente canceladas.

As Pessoas Vinculadas às Instituições Participantes da Oferta e/ou a quaisquer dos Agentes de Colocação Internacional, poderão realizar seus respectivos Pedidos de Reserva ou intenções de investimento, conforme o caso, somente por meio da entidade a que estiverem vinculadas.

A vedação de colocação disposta no artigo 55 da Instrução CVM 400 não se aplica às 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 (i) proteção (*hedge*) em operações com derivativos contratadas com terceiros tendo ações ordinárias de emissão da Companhia como referência, incluindo operações de *total return swap*, desde que tais terceiros não sejam Pessoas Vinculadas, e (ii) que se enquadrem dentre as outras exceções previstas no artigo 48, II da Instrução CVM 400, são permitidos 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. **Para mais informações, veja a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A eventual contratação e realização de operações de *total return swap* e *hedge* podem influenciar a demanda e o preço das Ações”, na página 97 deste Prospecto Preliminar.**

A participação de Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá afetar adversamente a fixação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas poderá resultar na redução de 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 considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá afetar adversamente a fixação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas poderá resultar na redução de liquidez das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado secundário” na página 94 deste Prospecto Preliminar.

Quantidade, montante e recursos líquidos

Os quadros abaixo indicam a quantidade de Ações, o Preço por Ação, o valor total das comissões pagas pela Companhia, aos Coordenadores da Oferta, bem como dos recursos líquidos recebidos pela Companhia oriundos da Oferta.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertada, sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais:

	Quantidade	Preço por Ação ⁽¹⁾ (R\$)	Montante (R\$)	Comissões e Despesas (R\$)	Recursos líquidos ⁽²⁾⁽³⁾ (R\$)
Companhia	70.000.000	17,50	1.225.000.000,00	71.794.822,23	1.153.205.177,77
Total	70.000.000	17,50	1.225.000.000,00	71.794.822,23	1.153.205.177,77

⁽¹⁾ Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. O Preço por Ação utilizado neste Prospecto Preliminar serve apenas como um valor indicativo, podendo ser alterado para mais ou para menos após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

⁽²⁾ Recursos líquidos de comissões e despesas.

⁽³⁾ Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertada, sem considerar as Ações Suplementares e considerando a colocação da totalidade das Ações Adicionais:

	Quantidade	Preço por Ação⁽¹⁾	Montante	Comissões e Despesas	Recursos líquidos⁽²⁾⁽³⁾
		(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
Companhia	84.000.000	17,50	1.470.000.000,00	84.093.425,03	1.385.906.574,97
Total	84.000.000	17,50	1.470.000.000,00	84.093.425,03	1.385.906.574,97

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. O Preço por Ação utilizado neste Prospecto Preliminar serve apenas como um valor indicativo, podendo ser alterado para mais ou para menos após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

(2) Recursos líquidos de comissões e despesas.

(3) Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertada, considerando a colocação da totalidade das Ações Suplementares e sem considerar as Ações Adicionais:

	Quantidade	Preço por Ação⁽¹⁾	Montante	Comissões e Despesas	Recursos líquidos⁽²⁾⁽³⁾
		(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
Companhia	80.500.000	17,50	1.408.750.000,00	81.018.774,33	1.327.731.225,67
Total	80.500.000	17,50	1.408.750.000,00	81.018.774,33	1.327.731.225,67

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. O Preço por Ação utilizado neste Prospecto Preliminar serve apenas como um valor indicativo, podendo ser alterado para mais ou para menos após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

(2) Recursos líquidos de comissões e despesas.

(3) Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertada, considerando a colocação da totalidade das Ações Suplementares e as Ações Adicionais:

	Quantidade	Preço por Ação⁽¹⁾	Montante	Comissões e Despesas	Recursos líquidos⁽²⁾⁽³⁾
		(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
Companhia	94.500.000	17,50	1.653.750.000,00	93.317.377,14	1.560.432.622,86
Total	94.500.000	17,50	1.653.750.000,00	93.317.377,14	1.560.432.622,86

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da faixa indicativa de preços. O Preço por Ação utilizado neste Prospecto Preliminar serve apenas como um valor indicativo, podendo ser alterado para mais ou para menos após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

(2) Recursos líquidos de comissões e despesas.

(3) Valores estimados e, portanto, sujeitos a alterações.

Os recursos decorrentes da Oferta serão destinados a conta de capital social da Companhia.

Custos de distribuição

As taxas de registro da CVM, ANBIMA e B3 relativas à Oferta, as despesas com auditores, advogados, consultores, bem como outras despesas descritas abaixo serão integralmente arcadas pela Companhia. As comissões, impostos, taxas e outras retenções sobre comissões serão pagas aos Coordenadores da Oferta pela Companhia.

Segue abaixo a descrição dos custos, despesas e comissões estimados para a Oferta assumidos pela Companhia, sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais:

Custos	Valor ⁽¹⁾ (R\$)	% em Relação		
		ao Valor Total da Oferta ⁽⁸⁾	Valor por Ação (R\$)	% em Relação ao Preço por Ação ⁽¹⁾
Comissão de Coordenação ⁽²⁾	7.962.500,00	0,65%	0,11	0,65%
Comissão de Garantia Firme de Liquidação ⁽³⁾	7.962.500,00	0,65%	0,11	0,65%
Comissão de Colocação ⁽⁴⁾	23.887.500,00	1,95%	0,34	1,95%
Remuneração de Incentivo ⁽⁵⁾	15.312.500,00	1,25%	0,22	1,25%
Total de Comissões⁽⁶⁾	55.125.000,00	4,50%	0,79	4,50%
Impostos, Taxas e Outras Retenções ⁽⁶⁾	5.887.728,28	0,48%	0,08	0,48%
Taxas de Registro na CVM ⁽⁷⁾	634.628,72	0,05%	0,01	0,05%
Despesas com Auditores ⁽⁷⁾	1.100.000,00	0,09%	0,02	0,09%
Taxa de Registro na ANBIMA ⁽⁷⁾	51.535,75	0,00%	0,00	0,00%
Taxas da B3 ⁽⁸⁾	495.929,48	0,04%	0,01	0,04%
Despesas com Advogados ⁽⁹⁾	6.000.000,00	0,49%	0,09	0,49%
Outras Despesas da Oferta ⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾	2.500.000,00	0,20%	0,04	0,20%
Total de Despesas	16.669.822,23	1,36%	0,24	1,36%
Total de Comissões e Despesas⁽¹¹⁾	71.794.822,23	5,86%	1,03	5,86%

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da Faixa Indicativa. No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, podendo, no entanto, ser fixado acima ou abaixo da Faixa Indicativa, a qual é meramente indicativa.

(2) A Comissão de Coordenação é aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, caso exercidas) (ii) pelo Preço por Ação.

(3) A Comissão de Garantia Firme de Liquidação é aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, caso exercidas) (ii) pelo Preço por Ação. A Comissão de Garantia Firme de Liquidação é devida independentemente do exercício da garantia firme.

(4) A Comissão de Colocação, a ser partilhada entre os Coordenadores da Oferta, após a dedução da remuneração das Instituições Consorciadas, conforme disposto no Contrato de Colocação, aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, caso exercidas) (ii) pelo Preço por Ação.

(5) A Remuneração de Incentivo, conforme descrita no Contrato de Colocação, é limitada ao montante equivalente a 1,25% do produto da colocação da Oferta (que consiste na soma do produto resultante da multiplicação da quantidade total de Ações efetivamente colocada pelo Preço por Ação (considerando as Ações Adicionais e Ações Suplementares, caso exercidas). A Remuneração de Incentivo constitui parte da remuneração a ser paga aos Coordenadores da Oferta a exclusivo critério e discricionariedade da Companhia. Os critérios utilizados na quantificação da Remuneração de Incentivo são de ordem subjetiva, de aferição discricionária pela Companhia tais como, atuação de cada Coordenador da Oferta durante a preparação, execução e conclusão da Oferta no desempenho de suas atividades buscando o melhor resultado para os ofertantes.

(6) Inclui os impostos, taxas e outras retenções (relativos à Comissão de Coordenação, Comissão de Garantia Firme de Liquidação, Comissão de Colocação e Remuneração de Incentivo), os quais deverão ser pagos pela Companhia.

(7) As taxas de registro da CVM, taxa de registro da ANBIMA, despesas com auditores, bem como outras despesas da Oferta serão integralmente arcadas pela Companhia.

(8) As taxas da B3, inclusive de distribuição, serão arcadas integralmente pela Companhia.

(9) Despesas estimadas dos consultores legais locais e externos da Companhia, bem como dos consultores legais locais e externos dos Coordenadores da Oferta, as quais serão arcadas pela Companhia.

(10) Incluídos os custos estimados com a apresentação para investidores (*roadshow*) e printer.

(11) Inclui despesas decorrentes do Contrato de Colocação Internacional, como por exemplo, despesas relativas a printer a apresentação do *roadshow*, observado que não são devidas comissões no âmbito do Contrato de Colocação Internacional.

Segue abaixo a descrição dos custos, despesas e comissões estimados para a Oferta assumidos pela Companhia, considerando a colocação integral das Ações Adicionais e das Ações Suplementares:

Custos	Valor⁽¹⁾ <i>(R\$)</i>	% em Relação ao Valor Total da Oferta⁽⁸⁾	Valor por Ação <i>(R\$)</i>	% em Relação ao Preço por Ação⁽¹⁾
Comissão de Coordenação ⁽²⁾	12.540.937,50	0,76%	0,13	0,76%
Comissão de Garantia Firme de Liquidação ⁽³⁾	9.555.000,00	0,58%	0,10	0,58%
Comissão de Colocação ⁽⁴⁾	31.650.937,50	1,91%	0,33	1,91%
Remuneração de Incentivo ⁽⁵⁾	20.671.875,00	1,25%	0,22	1,25%
Total de Comissões⁽⁶⁾	74.418.750,00	4,50%	0,79	4,50%
Impostos, Taxas e Outras Retenções ⁽⁶⁾	7.948.433,18	0,48%	0,08	0,48%
Taxas de Registro na CVM ⁽⁷⁾	634.628,72	0,04%	0,01	0,04%
Despesas com Auditores ⁽⁷⁾	1.100.000,00	0,07%	0,01	0,07%
Taxa de Registro na ANBIMA ⁽⁷⁾	69.573,26	0,00%	0,00	0,00%
Taxas da B3 ⁽⁸⁾	645.991,98	0,04%	0,01	0,04%
Despesas com Advogados ⁽⁹⁾	6.000.000,00	0,36%	0,06	0,36%
Outras Despesas da Oferta ⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾	2.500.000,00	0,15%	0,03	0,15%
Total de Despesas	18.898.627,14	1,14%	0,20	1,14%
Total de Comissões e Despesas⁽¹¹⁾	93.317.377,14	5,64%	0,99	5,64%

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o preço médio da Faixa Indicativa. No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$15,50 e R\$19,50, podendo, no entanto, ser fixado acima ou abaixo da Faixa Indicativa, a qual é meramente indicativa.

(2) A Comissão de Coordenação é aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, caso exercidas) (ii) pelo Preço por Ação.

(3) A Comissão de Garantia Firme de Liquidação é aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, caso exercidas) (ii) pelo Preço por Ação. A Comissão de Garantia Firme de Liquidação é devida independentemente do exercício da garantia firme.

(4) A Comissão de Colocação, a ser partilhada entre os Coordenadores da Oferta, após a dedução da remuneração das Instituições Consorciadas, conforme disposto no Contrato de Colocação, aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, caso exercidas) (ii) pelo Preço por Ação.

(5) A Remuneração de Incentivo, conforme descrita no Contrato de Colocação, é limitada ao montante equivalente a 1,25% do produto da colocação da Oferta (que consiste na soma do produto resultante da multiplicação da quantidade total de Ações efetivamente colocada pelo Preço por Ação (considerando as Ações Adicionais e Ações Suplementares, caso exercidas). A Remuneração de Incentivo constitui parte da remuneração a ser paga aos Coordenadores da Oferta a exclusivo critério e discricionariedade da Companhia. Os critérios utilizados na quantificação da Remuneração de Incentivo são de ordem subjetiva, de aferição discricionária pela Companhia tais como, atuação de cada Coordenador da Oferta durante a preparação, execução e conclusão da Oferta no desempenho de suas atividades buscando o melhor resultado para os ofertantes.

(6) Inclui os impostos, taxas e outras retenções (relativos à Comissão de Coordenação, Comissão de Garantia Firme de Liquidação, Comissão de Colocação e Remuneração de Incentivo), os quais deverão ser pagos pela Companhia.

(7) As taxas de registro da CVM, taxa de registro da ANBIMA, despesas com auditores, bem como outras despesas da Oferta serão integralmente arcadas pela Companhia.

(8) As taxas da B3, inclusive de distribuição, serão arcadas integralmente pela Companhia.

(9) Despesas estimadas dos consultores legais locais e externos da Companhia, bem como dos consultores legais locais e externos dos Coordenadores da Oferta, as quais serão arcadas pela Companhia.

(10) Incluídos os custos estimados com a apresentação para investidores (*roadshow*) e printer.

(11) Inclui despesas decorrentes do Contrato de Colocação Internacional, como por exemplo, despesas relativas a printer a apresentação de *roadshow*, observado que não são devidas comissões no âmbito do Contrato de Colocação Internacional.

Não há outra remuneração devida pela Companhia às Instituições Participantes da Oferta ou aos Agentes de Colocação Internacional, exceto pela descrita acima, 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.

Público Alvo

O público alvo da Oferta consiste em Investidores Não Institucionais e Investidores Institucionais.

Cronograma Estimado da Oferta

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:

#	Eventos	Data ⁽¹⁾
1	Protocolo de pedido de registro da Oferta junto à CVM	26 de fevereiro de 2021
2	Disponibilização do Aviso ao Mercado (sem logotipos das Instituições Consorciadas) Disponibilização deste Prospecto Preliminar Início das apresentações para potenciais investidores (<i>roadshow</i>) Início do Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	12 de abril de 2021
3	Nova disponibilização do Aviso ao Mercado (com logotipos das Instituições Consorciadas) Início do Período de Reserva Início do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	19 de abril de 2021
4	Encerramento do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	22 de abril de 2021
5	Encerramento do Período de Reserva	30 de abril de 2021
6	Encerramento das apresentações para potenciais investidores (<i>roadshow</i>) Encerramento do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> Fixação do Preço por Ação Aprovação do Preço por Ação pela Companhia Assinatura do Contrato de Colocação, do Contrato de Colocação Internacional e dos demais contratos relacionados à Oferta Início do prazo de exercício da Opção de Ações Suplementares	3 de maio de 2021
7	Concessão do registro da Oferta Disponibilização do Anúncio de Início Disponibilização do Prospecto Definitivo	4 de maio de 2021
8	Início de negociação das Ações no segmento Novo Mercado da B3	5 de maio de 2021
9	Data de Liquidação	6 de maio de 2021
10	Data limite do prazo de exercício da Opção de Ações Suplementares	3 de junho de 2021
11	Data limite para a liquidação das Ações Suplementares	7 de junho de 2021
12	Data limite para a disponibilização do Anúncio de Encerramento	4 de novembro de 2021

⁽¹⁾ Todas as datas futuras previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões 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. Ainda, caso ocorram alterações das circunstâncias, revogação ou modificação da Oferta, tal cronograma poderá ser alterado.

Será admitido o recebimento de reservas a partir da nova divulgação do Aviso ao Mercado (com o logotipo das Instituições Consorciadas), para subscrição das Ações, as quais somente serão confirmadas pelo subscritor após o início do Prazo de Distribuição.

Na hipótese de suspensão, cancelamento, modificação ou revogação da Oferta, este cronograma será alterado nos termos da Instrução CVM 400. Quaisquer comunicados ao mercado relativos a tais eventos relacionados à Oferta serão informados por meio de anúncio divulgado nas páginas da Companhia, das Instituições Participantes da Oferta, da CVM e da B3 na rede mundial de computadores, constantes da página 58 deste Prospecto, mesmos meios utilizados para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início.

Para informações sobre (i) suspensão, cancelamento, modificação da Oferta, e/ou (ii) prazos, termos, condições e forma para devolução e reembolso dos valores dados em contrapartida às Ações nos casos de suspensão, cancelamento, modificação ou revogação da Oferta, consulte o item “Suspensão, Modificação, Revogação ou Cancelamento”, na página 65 deste Prospecto. Para informações sobre os prazos, condições e preço de revenda no caso de alienação das Ações integralizadas pelos Coordenadores da Oferta em decorrência do exercício da Garantia Firme de Liquidação, nos termos descritos no item “Informações Sobre a Garantia Firme de Liquidação”, na página 67 deste Prospecto.

A Companhia e os Coordenadores da Oferta realizarão apresentações aos investidores (*roadshow*), no Brasil e no exterior, no período compreendido entre a data deste Prospecto e a data em que for determinado o Preço por Ação.

Regime de Distribuição

A Oferta será realizada em conformidade com o Contrato de Colocação.

Os esforços de colocação das Ações exclusivamente no exterior, junto a Investidores Estrangeiros, serão realizados nos termos do Contrato de Colocação Internacional. As Ações que forem objeto de esforços de venda no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional junto a Investidores Estrangeiros serão obrigatoriamente subscritas e integralizadas no Brasil, em moeda corrente nacional, junto aos Coordenadores da Oferta, nos termos do artigo 19, parágrafo 4º da Lei do Mercado de Capitais.

Após a disponibilização do Aviso ao Mercado, bem como sua nova disponibilização (com os logotipos das Instituições Consorciadas), a disponibilização deste Prospecto Preliminar, o encerramento dos Períodos de Reserva, a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, a celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional e o cumprimento das condições suspensivas neles previstas, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a concessão do registro da Companhia como emissor de valores mobiliários na categoria “A” pela CVM, a disponibilização do Anúncio de Início e a disponibilização do Prospecto Definitivo, as Instituições Participantes da Oferta realizarão a distribuição pública das Ações (incluindo as Ações Adicionais, mas sem considerar as Ações Suplementares), em mercado de balcão não organizado, em regime de garantia firme de liquidação, a ser prestada pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, na proporção e até os limites individuais previstos no Contrato de Colocação, em conformidade com o disposto na Instrução CVM 400, o esforço de dispersão acionária previsto no Regulamento do Novo Mercado e observadas as disposições do item “Informações Sobre a Garantia Firme de Liquidação”, na página 67 deste Prospecto.

Conforme faculdade prevista nos artigos 30 e 31 da Instrução CVM 400, não será admitida a distribuição parcial no âmbito da Oferta. Assim, caso não haja demanda para a subscrição da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, por parte dos Investidores Não Institucionais e dos Investidores Institucionais até a data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, nos termos do Contrato de Colocação, a Oferta será cancelada, sendo todos os Pedidos de Reserva e ordens de investimento automaticamente cancelados. Neste caso, os valores eventualmente depositados pelos Investidores Não Institucionais deverão ser integralmente devolvidos, sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso de custos incorridos e com dedução de quaisquer tributos eventualmente incidentes sobre os valores pagos, inclusive, em função do IOF/Câmbio e quaisquer outros tributos que venham a ser criados, incluindo aqueles com alíquota atual equivalente a zero que tenham sua alíquota majorada, no prazo de três dias úteis contados da data de disponibilização do comunicado de cancelamento da Oferta. Para mais informações, veja a seção “*Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – Na medida em que o regime de distribuição da Oferta é o de garantia firme de liquidação e que não será admitida distribuição parcial no âmbito da Oferta, é possível que a Oferta venha a ser cancelada caso não haja demanda suficiente para subscrição da totalidade das Ações objeto da Oferta*”, na página 95 deste Prospecto Preliminar.

Procedimento da Oferta

As Instituições Participantes da Oferta realizarão a distribuição das Ações por meio de duas ofertas distintas, quais sejam, (i) Oferta de Varejo; e (ii) Oferta Institucional, conforme descritas adiante, observado o disposto na Instrução CVM 400 e o esforço de dispersão acionária previsto no Regulamento do Novo Mercado.

Os Coordenadores da Oferta e a Companhia elaborarão um 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 levará em conta a criação de uma base acionária diversificada de acionistas, as relações da Companhia e dos Coordenadores da Oferta com seus clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica dos Coordenadores da Oferta e da Companhia, que em nenhuma hipótese poderão ser consideradas no plano de distribuição para alocação de Investidores Não Institucionais, observado que os Coordenadores da Oferta assegurarão (i) a adequação do investimento ao perfil de risco de seus clientes, em conformidade com a Instrução CVM 539; (ii) o tratamento justo e equitativo a todos os investidores, em conformidade com o artigo 21 da Instrução CVM 400; 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 de Varejo

A Oferta de Varejo será realizada exclusivamente (i) junto a Investidores Não Institucionais que realizarem Pedido de Reserva, durante Período de Reserva e (ii) junto a Investidores Não Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas e que realizarem solicitação de reserva antecipada, mediante o preenchimento do Pedido de Reserva durante o Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, em ambos os casos, observados os Valores Mínimo e Máximo do Pedido de Reserva.

Os Investidores Não Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas poderão 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 realizarem 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 em 1/3 à quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações do Lote Suplementar), nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400. Investidores Não Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas que realizarem seus Pedidos de Reserva no Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, nos termos da Deliberação CVM 476, não terão seus Pedidos de Reserva cancelados mesmo no caso de excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais).

Nos termos do artigo 85, parágrafo 2º, da Lei das Sociedades por Ações e da Deliberação CVM 860, o Pedido de Reserva será o documento por meio do qual o Investidor Não Institucional aceitará participar da Oferta, subscrever e integralizar as Ações que vierem a ser a ele alocadas. Dessa forma, a subscrição das Ações será formalizada por meio do sistema de registro da B3, sendo, portanto, dispensada a apresentação de boletim de subscrição.

No contexto da Oferta de Varejo e considerando que a Companhia deve envidar melhores esforços para atingir a dispersão acionária, o montante de, no mínimo, 10% e, no máximo, 20% da totalidade das Ações (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), a critério dos Coordenadores da Oferta e da Companhia, será destinado prioritariamente à colocação pública junto a Investidores Não Institucionais que realizarem Pedido de Reserva durante os Períodos de Reserva, nos termos do artigo 12 do Regulamento do Novo Mercado, de acordo com as condições ali previstas e o procedimento abaixo indicado.

Na eventualidade da totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais ser superior à quantidade de Ações destinadas à Oferta de Varejo, haverá rateio, conforme disposto no item (g) abaixo.

Os Pedidos de Reserva poderão ser efetuados pelos Investidores Não Institucionais de maneira irrevogável e irretroatável, exceto pelo disposto nas alíneas (a), (b) e (d) abaixo e das seções “Suspensão, Modificação, Revogação ou Cancelamento da Oferta” e “Violações de Normas de Conduta e Cancelamento dos Pedidos de Reserva”, nas páginas 65 e 69 respectivamente deste Prospecto, observadas as condições do Pedido de Reserva, de acordo com as seguintes condições:

- (a) durante os Períodos de Reserva, cada um dos Investidores Não Institucionais interessados em participar da Oferta de Varejo deverão realizar reservas de Ações junto a uma única Instituição Consorciada mediante o preenchimento do Pedido de Reserva, durante o Período de Reserva ou o Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, conforme o caso, observados, em qualquer hipótese, os Valores Mínimo e Máximo do Pedido de Reserva; sendo que tais Investidores Não Institucionais poderão estipular, no Pedido de Reserva, como condição de eficácia de seu Pedido de Reserva, um preço máximo por Ação, conforme previsto no artigo 45, parágrafo 3º, da Instrução CVM 400, sem necessidade de posterior confirmação. Caso o Investidor Não Institucional estipule um preço máximo por Ação no Pedido de Reserva abaixo do Preço por Ação, o seu Pedido de Reserva será automaticamente cancelado pela respectiva Instituição Consorciada, sendo os valores eventualmente depositados devolvidos, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis contados da divulgação do Anúncio de Início, sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso de custos incorridos e com dedução de quaisquer tributos ou taxas eventualmente incidentes (incluindo, sem limitação, quaisquer tributos sobre movimentação financeira aplicáveis, sobre os valores pagos em função do IOF/Câmbio e quaisquer outros tributos que venham a ser criados, bem como aqueles cuja alíquota atual venha a ser majorada). **Recomenda-se aos Investidores Não Institucionais interessados na realização de Pedido de Reserva que (i) leiam cuidadosamente os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva, especialmente no que se refere aos procedimentos relativos à liquidação da Oferta e as informações constantes neste Prospecto Preliminar e, posteriormente, no Prospecto Definitivo e no Formulário de Referência da Companhia anexo a este Prospecto Preliminar, em especial as seções “Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco Relativos à Companhia” e “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações” deste Prospecto Preliminar, nas páginas 26 e 90 respectivamente, do Prospecto Preliminar, bem como o item “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto e, posteriormente, no Prospecto Definitivo, bem como a seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência, a partir da página 394; (ii) verifiquem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, se essa, a seu exclusivo critério, exigirá (a) a abertura ou atualização de conta e/ou cadastro, e/ou (b) a manutenção de recursos em conta corrente nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva; (iii) verifiquem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, a possibilidade de débito antecipado da reserva por parte da Instituição Consorciada; e (iv) 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;**

- (b) **o Investidor Não Institucional que seja Pessoa Vinculada deverá indicar, obrigatoriamente, no respectivo Pedido de Reserva, sua qualidade de Pessoa Vinculada, sob pena de, não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva cancelado pela respectiva Instituição Consorciada.** Caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais), não será permitida a colocação, pelas Instituições Consorciadas, de Ações junto a Investidores Não Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, sendo os Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente cancelados, com exceção daqueles realizados durante o Período de Reserva para Pessoas Vinculadas, sendo os eventuais valores eventualmente depositados integralmente devolvidos, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis contados da data do cancelamento do Pedido de Reserva pela Instituição Consorciada, sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso de eventuais custos incorridos e com dedução, se for o caso, de quaisquer tributos eventualmente incidentes sobre os valores pagos, inclusive, em função de IOF/Câmbio e quaisquer tributos que venham a ser criados, incluindo aqueles com alíquota atual equivalente a zero que tenham sua alíquota majorada;
- (c) após a concessão do registro da Oferta pela CVM, a quantidade de Ações a ser subscrita e o respectivo valor do investimento dos Investidores Não Institucionais serão informados a cada Investidor Não Institucional, pela Instituição Consorciada que houver recebido o respectivo Pedido de Reserva, até as 12:00 horas do dia útil imediatamente posterior à data de disponibilização do Anúncio de Início pela Instituição Consorciada que houver recebido o respectivo Pedido de Reserva, por meio de mensagem enviada ao endereço eletrônico fornecido no Pedido de Reserva ou, na sua ausência, por telefone ou correspondência, sendo o pagamento limitado ao valor do Pedido de Reserva e ressalvada a possibilidade de rateio prevista na alínea (h) abaixo;
- (d) cada Investidor Não Institucional deverá efetuar o pagamento à vista do valor indicado na alínea (c) acima, junto à Instituição Consorciada com que tenha realizado o respectivo Pedido de Reserva, em recursos imediatamente disponíveis, em moeda corrente nacional, até as 10:00 horas da Data de Liquidação. Não havendo pagamento pontual, a Instituição Consorciada junto a qual o Pedido de Reserva tenha sido realizado irá garantir a liquidação por parte do Investidor Não Institucional e o Pedido de Reserva será automaticamente cancelado pela Instituição Consorciada junto à qual o Pedido de Reserva tenha sido realizado;
- (e) até as 16:00 horas da Data de Liquidação, a B3, em nome de cada Instituição Consorciada junto à qual o Pedido de Reserva tenha sido realizado, entregará, a cada Investidor Não Institucional de acordo com o Contrato de Colocação, e desde que efetuado o pagamento previsto no item (d) acima o número de Ações correspondente à relação entre o valor do investimento pretendido constante do Pedido de Reserva e o Preço por Ação, ressalvada a possibilidade de desistência prevista no item “Suspensão, Modificação, Revogação ou Cancelamento da Oferta” na página 65 deste Prospecto, as possibilidades de cancelamento previstas nas alíneas (a), (b) e (d) acima e da seção “Violações de Normas de Conduta e Cancelamento dos Pedidos de Reserva” deste Prospecto e a possibilidade de rateio prevista no item (g) abaixo. Caso tal relação resulte em fração de Ação, o valor do investimento não considerará a referida fração, limitado ao número inteiro apurado;
- (f) caso o total das Ações objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais seja igual ou inferior à quantidade de Ações destinadas à Oferta de Varejo, não haverá rateio, sendo todos os Investidores Não Institucionais integralmente atendidos em todas as suas reservas e eventuais sobras no lote ofertado aos Investidores Não Institucionais destinadas a Investidores Institucionais, nos termos descritos na Oferta Institucional, na página 64 deste Prospecto; e

(g) caso o total das Ações objeto dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais seja superior à quantidade de Ações destinadas à Oferta de Varejo será realizado rateio das Ações, da seguinte forma: (i) a divisão igualitária e sucessiva das Ações destinadas a Investidores Não Institucionais entre todos os Investidores Não Institucionais, observando-se o valor individual de cada Pedido de Reserva e a quantidade total das Ações destinadas à Oferta de Varejo, desconsiderando-se as frações de Ações até o limite de R\$3.000,00 por Investidor Não Institucional; e (ii) uma vez atendido o critério de rateio descrito no subitem (i) acima, será efetuado o rateio proporcional das Ações destinadas a Investidores Não Institucionais remanescentes entre todos os Investidores Não Institucionais, observando-se o valor individual de cada Pedido de Reserva e desconsiderando-se as frações de Ações. Opcionalmente, a critério dos Coordenadores da Oferta e da Companhia, a quantidade de Ações destinadas a Investidores Não Institucionais poderá ser aumentada para que os pedidos excedentes dos Investidores Não Institucionais possam ser total ou parcialmente atendidos, sendo que, no caso de atendimento parcial, será observado o critério de rateio descrito neste item.

Para as hipóteses de suspensão, modificação, revogação ou cancelamento da Oferta, vide o item “Suspensão, Modificação, Revogação ou Cancelamento da Oferta” na página 65 deste Prospecto.

Os Investidores Não Institucionais não participarão do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participarão da fixação do Preço por Ação.

Os Investidores Não Institucionais deverão realizar a integralização das Ações mediante o pagamento à vista, em moeda corrente nacional, em recursos imediatamente disponíveis, de acordo com o procedimento descrito acima. As Instituições Consorciadas somente atenderão aos Pedidos de Reserva feitos por Investidores Não Institucionais titulares de conta nelas aberta ou mantida pelo respectivo Investidor Não Institucional.

Oferta Institucional

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

Após o atendimento dos Pedidos de Reserva, nos termos do item “Oferta de Varejo” na página 61 deste Prospecto, as Ações remanescentes serão 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 e 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*.

Caso o número de Ações objeto de intenções de investimento recebidas de Investidores Institucionais durante o Procedimento de *Bookbuilding*, na forma do artigo 44 da Instrução CVM 400, exceda o total de Ações remanescentes após o atendimento dos Pedidos de Reserva, nos termos e condições descritos acima, terão prioridade no atendimento de suas respectivas intenções de investimento os Investidores Institucionais que, a critério da Companhia e 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, melhor atendam ao objetivo desta 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 16:00 horas do primeiro dia útil subsequente à data de disponibilização do Anúncio de Início, os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional informarão aos Investidores Institucionais, por meio de seu endereço eletrônico ou, na sua ausência, por telefone ou correspondência, a quantidade de Ações alocadas e o valor do respectivo investimento. A entrega das Ações alocadas deverá ser efetivada aos respectivos Investidores Institucionais na Data de Liquidação, mediante integralização à vista, em moeda corrente nacional, 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 será formalizada mediante preenchimento do termo de aceitação (conforme solicitação de dispensa do boletim de subscrição), devendo o termo de aceitação ser utilizado por todos os Coordenadores da Oferta de acordo com os procedimentos internos de cada Coordenador da Oferta para formalização do referido documento, nos termos da Deliberação CVM 860, com respaldo no parágrafo 2º do artigo 85 da Lei das Sociedades por Ações, cujo modelo foi previamente apresentado à CVM.

Prazos de Distribuição e Liquidação

O prazo para a distribuição das Ações terá início na data de disponibilização do Anúncio de Início, com data estimada para ocorrer em 4 de maio de 2021, nos termos do artigo 52 da Instrução CVM 400. O prazo para distribuição das Ações será (i) de até 6 (seis) meses contados da data de divulgação 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 da data de disponibilização do Anúncio de Início, para efetuar a colocação das Ações. A liquidação física e financeira da Oferta deverá ser realizada até o último dia do Período de Colocação, de acordo com o disposto no Contrato de Colocação, exceto com relação à distribuição das Ações Suplementares, cuja liquidação física e financeira deverá ser realizada até o segundo dia útil contado da(s) respectiva(s) data(s) de exercício da Opção de Ações Suplementares.

As Ações (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) 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. As Ações que forem objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional, junto a Investidores Estrangeiros, serão obrigatoriamente inscritas 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 Resolução CVM 13, ou na Lei 4.131.

A data de início da Oferta será divulgada mediante a disponibilização do Anúncio de Início, em conformidade com o parágrafo primeiro do artigo 52 da Instrução CVM 400. O término da Oferta e seu resultado serão anunciados mediante a disponibilização do Anúncio de Encerramento, em conformidade com o artigo 29 da Instrução CVM 400.

Suspensão, Modificação, Revogação ou Cancelamento da Oferta

Caso (i) seja verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo que altere substancialmente o risco assumido pelos investidores, ou a sua decisão de investimento, nos termos do artigo 45, parágrafo 4º, da Instrução CVM 400; (ii) a Oferta seja suspensa, nos termos dos artigos 19 e 20 da Instrução CVM 400; (iii) a Oferta seja modificada, nos termos dos artigos 25 e 27 da Instrução CVM 400; e/ou (iv) o Preço por Ação seja inferior ao resultado da subtração entre o valor mínimo previsto na faixa indicativa de preço, conforme item 4 acima, e o valor correspondente a 20% do valor máximo previsto na faixa indicativa de preço, nos termos do artigo 4º, do Anexo II, do Código ANBIMA e do item 21 do Ofício-Circular CVM/SRE, os Investidores Não Institucionais poderão desistir dos respectivos Pedidos de Reserva, sem quaisquer ônus, nos termos abaixo descritos.

A revogação, cancelamento, suspensão ou qualquer modificação na Oferta será imediatamente divulgada por meio de Anúncio de Retificação.

Na hipótese de suspensão ou modificação da Oferta, nos termos dos artigos 20 e 27 da Instrução CVM 400, ou da ocorrência de um Evento de Fixação do Preço em Valor Inferior à Faixa Indicativa, as Instituições Consorciadas deverão acautelar-se e certificar-se, no momento das aceitações da Oferta, de que o Investidor Não Institucional está ciente de que a Oferta foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições estabelecidas. Caso o Investidor Não Institucional já tenha aderido à Oferta, cada Instituição Participante da Oferta deverá comunicar diretamente, por correio eletrônico, correspondência física ou qualquer outra forma de comunicação passível de comprovação, ao Investidor Não Institucional que tenha efetuado Pedido de Reserva junto a tal Instituição Participante da Oferta a respeito da modificação efetuada. O Investidor Não Institucional poderá desistir do seu Pedido de Reserva, nos termos acima descritos, até as 16:00 horas do 5º (quinto) dia útil subsequente à data em que for disponibilizado o Anúncio de Retificação ou à data de recebimento, pelo Investidor Não Institucional, da comunicação direta pela Instituição Consorciada acerca da suspensão ou modificação da Oferta.

Caso o Investidor Não Institucional não informe, por escrito, sua decisão de desistência do Pedido de Reserva, nos termos descritos acima, seu respectivo Pedido de Reserva será considerado válido e o Investidor Não Institucional deverá efetuar o pagamento do valor total de seu investimento nos termos descritos nas páginas 62 a 64 deste Prospecto.

Caso o Investidor Não Institucional já tenha efetuado o pagamento nos termos do descritos nas páginas 62 a 64 deste Prospecto e decida desistir do Pedido de Reserva nas condições previstas acima, os valores depositados serão devolvidos sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso de custos incorridos e com dedução, caso incidentes, de quaisquer tributos eventualmente aplicáveis sobre os valores pagos, inclusive, sem limitação, quaisquer tributos sobre movimentação financeira aplicáveis, sobre os valores pagos em função de IOF/Câmbio e quaisquer tributos que venham a ser criados, incluindo aqueles com alíquota atual equivalente a zero que tenham sua alíquota majorada, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis contados do pedido de cancelamento do respectivo Pedido de Reserva.

Na hipótese de (i) não haver a conclusão da Oferta, (ii) rescisão do Contrato de Colocação, (iii) cancelamento da Oferta; (iv) revogação da Oferta que torne ineficazes a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores; ou, ainda, (v) em qualquer outra hipótese de devolução dos Pedidos de Reserva em função de expressa disposição legal, todos os Pedidos de Reserva serão automaticamente cancelados e cada uma das Instituições Consorciadas que tenha recebido Pedidos de Reserva comunicará ao respectivo Investidor Não Institucional sobre o cancelamento da Oferta, o que poderá ocorrer, inclusive, mediante disponibilização de comunicado ao mercado. Caso o Investidor Não Institucional já tenha efetuado o pagamento nos termos descritos nas páginas 62 a 64 deste Prospecto, os valores depositados serão devolvidos sem qualquer remuneração, juros ou correção monetária, sem reembolso de custos incorridos e com dedução, caso incidentes, de quaisquer tributos eventualmente aplicáveis sobre os valores pagos, inclusive, em função de IOF/Câmbio e quaisquer tributos que venham a ser criados, incluindo aqueles com alíquota atual equivalente a zero que tenham sua alíquota majorada, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis contados do recebimento pelo investidor da comunicação acerca de quaisquer dos eventos acima referidos.

Informações Sobre a Garantia Firme de Liquidação

Após a celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional e do cumprimento das condições suspensivas neles previstas, o encerramento dos Períodos de Reserva, a conclusão do *Procedimento e Bookbuilding*, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a concessão do registro da Companhia como emissor de valores mobiliários na categoria “A” pela CVM, a disponibilização do Anúncio de Início e a disponibilização do Prospecto Definitivo, os Coordenadores da Oferta realizarão a distribuição de Ações (considerando as Ações Adicionais e sem considerar as Ações Suplementares), em mercado de balcão não organizado, em regime de garantia firme de liquidação, de forma individual e não solidária, de acordo com os limites individuais abaixo descritos e demais disposições previstas no Contrato de Colocação:

Coordenador da Oferta	Quantidade⁽¹⁾	Percentual (%)	Quantidade⁽²⁾	Percentual (%)
Itaú BBA	21.000.000	30,00%	25.200.000	30,00%
Morgan Stanley	21.000.000	30,00%	25.200.000	30,00%
Goldman Sachs	14.000.000	20,00%	16.800.000	20,00%
Safra	14.000.000	20,00%	16.800.000	20,00%
Total	70.000.000	100,00%	84.000.000	100,00%

(1) Sem considerar as Ações Adicionais.

(2) Considerando as Ações Adicionais.

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

A garantia firme de liquidação consiste na obrigação individual e não solidária de os Coordenadores da Oferta, observado o disposto no Contrato de Colocação, de integralizarem as Ações (considerando as Ações Adicionais, se houver, e sem considerar as Ações Suplementares) que tenham sido subscritas, porém não integralizadas pelos seus respectivos investidores, na Data de Liquidação, na proporção e até o limite individual de garantia firme de liquidação prestada por cada um dos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação. A Garantia Firme de Liquidação, individual e não solidária, é vinculante a partir do momento em que forem assinados o Contrato de Colocação e o Contrato de Colocação Internacional e forem cumpridas as condições neles previstas, concedido o registro da Companhia como companhia aberta sob a categoria “A” pela CVM nos termos da Instrução CVM 480, concedidos o registro da Oferta pela CVM, disponibilizado o Anúncio de Início e disponibilizado o Prospecto Definitivo.

Caso as Ações (considerando as Ações Adicionais, mas sem considerar as Ações Suplementares) objeto de Garantia Firme de Liquidação por investidores não tenham sido totalmente integralizadas na Data de Liquidação, cada um dos Coordenadores da Oferta, observado o disposto no Contrato de Colocação, realizará, de forma individual e não solidária, a integralização, na Data de Liquidação, na proporção e até os limites individuais previstos no Contrato de Colocação, da totalidade do eventual saldo resultante da diferença entre (i) o número de Ações objeto da Garantia Firme de Liquidação prestada por cada um dos Coordenadores da Oferta, multiplicado pelo Preço por Ação, nos termos do Contrato de Colocação e (ii) o número de Ações (considerando as Ações Adicionais, mas sem considerar as Ações Suplementares) efetivamente integralizadas por investidores no mercado, multiplicado pelo Preço por Ação a ser definido conforme o Procedimento de *Bookbuilding*.

Para os fins do disposto no item 5 do Anexo VI da Instrução CVM 400, em caso de exercício da Garantia Firme de Liquidação e posterior revenda das Ações junto ao público pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação, durante o Prazo de Distribuição, o preço de revenda dessas Ações será o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia, limitado ao Preço por Ação estabelecido conforme Procedimento de *Bookbuilding*, sendo certo que o disposto nesse parágrafo não se aplica às operações realizadas em decorrência das atividades de estabilização, nos termos do Contrato de Estabilização.

Direitos, Vantagens e Restrições das Ações

As Ações (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) conferirão aos seus titulares os mesmos direitos, vantagens e restrições inerentes às ações ordinárias de emissão da Companhia, inclusive o direito de participar das assembleias gerais da Companhia e nelas exercer todas as prerrogativas conferidas às ações ordinárias. As Ações (incluindo as Ações Adicionais) e as Ações Suplementares darão, ainda, a seus titulares o direito ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados a partir da disponibilização do Anúncio de Início e da Data de Liquidação das Ações Suplementares respectivamente, nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações, no Regulamento do Novo Mercado e no Estatuto Social. Dentre referidos direitos e benefícios assegurados aos titulares das Ações, destacam-se os seguintes:

- (a) direito de voto nas assembleias gerais da Companhia, sendo que a cada ação ordinária de emissão da Companhia corresponde um voto;
- (b) 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, incluindo, observadas as disposições aplicáveis da Lei das Sociedades por Ações, dividendo mínimo obrigatório, em cada exercício social, não inferior a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido de cada exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações e do Estatuto Social;
- (c) no caso de liquidação da Companhia, direito ao recebimento dos pagamentos relativos ao remanescente do seu capital social, na proporção da sua participação no capital social da Companhia, 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, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição emitidos pela Companhia, conforme conferido pelo artigo 109, inciso IV, da Lei das Sociedades por Ações;
- (f) direito de alienar as ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições asseguradas ao(s) acionista(s) controlador(es), 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, de forma a lhe assegurar tratamento igualitário àquele dado aos acionistas controladores (*tag along*);
- (g) direito de alienar as ações ordinárias de emissão da Companhia em oferta pública de aquisição de ações a ser realizada pela Companhia ou pelos acionistas controladores da Companhia, 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 justo, 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. A saída do Novo Mercado poderá ocorrer, independentemente da realização da referida oferta pública de aquisição, na hipótese de dispensa aprovada em assembleia geral extraordinária da Companhia, nos termos do artigo 44 do Regulamento do Novo Mercado;
- (h) direito de retirada dos acionistas que dissentirem de certas deliberações tomadas em assembleia geral, mediante reembolso do valor de suas ações com base no seu valor econômico, considerados os termos, hipóteses e exceções previstos na Lei das Sociedades por Ações; 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, anexo a este Prospecto a partir da página 705.

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 e no Código ANBIMA, especialmente as normas referentes ao período de silêncio, condições de negociação com as Ações ou 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 e intenções de investimento 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 suspensa, por um período de 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 e/ou intenções de investimento. Os Coordenadores da Oferta não serão, em hipótese alguma, responsáveis por quaisquer prejuízos causados aos investidores que tiverem seus Pedidos de Reserva e/ou intenções de investimento cancelados por força do descredenciamento da Instituição Consorciada.

Acordos de Restrição à Venda de Ações (*Lock-Up*)

A Companhia, os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, bem como os acionistas, Perbras, PetroSantander e Opportunity FIP, celebrarão acordos de restrição à emissão e/ou venda de ações ordinárias de emissão da Companhia ("Instrumento de *Lock-Up*"), por meio dos quais obrigam-se perante os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional, pelo período de 180 dias contados da data do Prospecto Definitivo ("Período de *Lock-up*"), conforme seja aplicável em cada Instrumento de *Lock-up*, a não efetuar quaisquer das seguintes operações, direta ou indiretamente, conforme aplicável em cada caso, sem o prévio consentimento dos Agentes de Colocação Internacional e dos Coordenadores da Oferta, em relação às ações ordinárias de emissão da Companhia ou valores mobiliários conversíveis ou permutáveis ou exercíveis em ações ordinárias de emissão da Companhia ("Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*"): (i) ofertar, vender, emitir, contratar a venda, empenhar ou dispor de qualquer forma dos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*; (ii) ofertar, vender, emitir, contratar a venda, contratar a compra ou conceder quaisquer opções, direitos ou garantias de venda dos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*; (iii) celebrar qualquer contrato de *swap*, *hedge* ou qualquer outra forma de acordo por meio do qual seja transferido, no todo ou em parte, quaisquer dos resultados econômicos decorrentes da titularidade dos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*; (iv) estabelecer ou aumentar uma posição equivalente de venda ou liquidar ou diminuir uma posição equivalente de compra de Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*, conforme os termos da Seção 16 do *U.S. Securities Exchange Act* de 1934; ou (iv) arquivar com a SEC uma declaração de registro (*registration statement*) de acordo com o *Securities Act* relacionada aos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up*.

As vedações listadas acima não se aplicarão nas seguintes hipóteses, nos termos do Contrato de Colocação Internacional: (a) em relação às Ações a serem emitidas no âmbito da Oferta, nos termos do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional (incluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), (b) transferência de Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up* como doação de boa-fé, desde que antes de qualquer transferência, o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (c) emissão pela Companhia de ações ordinárias de emissão da Companhia no âmbito de uma conversão ou troca de títulos conversíveis ou permuta de valores mobiliários conversíveis ou permutáveis ou exercício de bônus de subscrição ou opções, em todo caso que estejam em circulação e exercíveis na data da celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional e esteja descrito no Formulário de Referência; (d) outorga pela Companhia de opções de compra de ações a diretores, executivos e empregados de acordo com os termos de um plano de opção de compra de ações devidamente aprovado ou outro plano de remuneração baseado em ações em vigor na data de celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional e conforme descrito no Formulário de Referência; (e) a quaisquer afiliadas (conforme definidas na *Rule 405* do *Securities Act*), desde que antes de qualquer transferência, (i) o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (ii) nenhum registro por qualquer parte sob a legislação brasileira ou qualquer outra aplicável será exigida ou será feita voluntariamente em conexão com qualquer transferência, disposição ou distribuição; (f) como disposições a qualquer fiduciário (*trust*) em benefício direto ou indireto do próprio signatário do Instrumento de *Lock-Up* e/ou de familiares imediatos e/ou afiliados (conforme definidas na *Rule 405* do *Securities Act*), desde que antes de qualquer transferência, (i) o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (ii) nenhum registro por qualquer parte sob a legislação brasileira ou qualquer outra aplicável será exigida ou será feita voluntariamente em conexão com qualquer transferência, disposição ou distribuição; (g) qualquer emissão de ações em conexão com uma fusão, aquisição, *joint venture* ou participação estratégica firmada pela Companhia, desde que o montante do número de ações emitidas ou emissíveis sob este item não exceda 10% do número total de ações ordinárias emitidas e em circulação da Companhia na data de celebração do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional, desde que o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (h) se tal transferência ocorrer em razão de um de um testamento, sucessão ou direito de família, incluindo, sem limitação, leis de sucessão ou de direito de família ou relacionadas a divórcio; (i) como doações para organizações beneficentes, , desde que o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; (j) distribuição/transferência a acionistas da Companhia, desde que o destinatário concorde por escrito em ficar vinculado nos termos do Instrumento de *Lock-up*; e (k) mediante o consentimento por escrito do Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional. A Companhia não tomará, direta ou indiretamente, em nenhum momento durante o Período de *Lock-up* qualquer ação referida nos itens (i) a (v) acima com respeito aos Valores Mobiliários Sujeitos ao *Lock-up* circunstâncias em que tal oferta, venda, penhor, contrato ou disposição causaria a cessação da isenção proporcionada pela Seção 4(a)(2) do *Securities Act* ou pelo disposto (*safe harbor*) do *Regulation S* no âmbito da Oferta. Quaisquer ações ordinárias de emissão da Companhia adquiridas no mercado aberto não estarão sujeitos às restrições descritas nesta seção, desde que nenhum registro no Brasil ou nos termos do *Securities Exchange Act* de 1934 possa ser exigido ou será feito voluntariamente em conexão com ofertas subsequentes de ações ordinárias de emissão da Companhia adquiridos em tais transações realizadas no mercado aberto sem o consentimento prévio por escrito dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional. Para fins desta seção, "família imediata" significa qualquer relação de sangue, casamento ou adoção, não mais remota do que um primo-irmão.

A venda ou a percepção de uma possível venda de um volume substancial de ações ordinárias de emissão da Companhia poderá prejudicar o valor de negociação das Ações. **Para mais informações, veja o fator de risco “A emissão, a venda ou a percepção de uma potencial emissão ou venda de quantidades significativas de ações ordinárias de emissão da Companhia após a conclusão da Oferta e/ou após o período de *Lock-up* pode afetar adversamente o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado secundário ou a percepção dos investidores sobre a Companhia” constante da seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações” na página 94 deste Prospecto Preliminar.**

Instituição Financeira Responsável pela Escrituração e Custódia das Ações e das Ações da Companhia

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

Contrato de Colocação e Contrato de Colocação Internacional

O Contrato de Colocação será celebrado pela Companhia e pelos Coordenadores da Oferta, tendo como interveniente anuente a B3. De acordo com os termos do Contrato de Colocação, os Coordenadores da Oferta concordaram em distribuir, em regime de garantia firme de liquidação individual e não solidária, a totalidade 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.

Os Coordenadores da Oferta prestarão Garantia Firme de Liquidação, conforme disposto na seção “Informações sobre a Garantia Firme de Liquidação da Oferta”, na página 67 deste Prospecto.

Nos termos do Contrato de Colocação Internacional, a ser 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, 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 obriga a Companhia a indenizar os Agentes de Colocação Internacional caso ela venha 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 for 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, veja a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A realização desta oferta pública de distribuição das Ações, com esforços de colocação no exterior, poderá deixar a Companhia exposta a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior. Os riscos relativos a ofertas de valores mobiliários no exterior são potencialmente maiores do que os riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil”, na página 96 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 na seção “Disponibilização de Avisos e Anúncios da Oferta” na página 77 deste Prospecto.

Estabilização do Preço das Ações e Formador de Mercado

O Agente Estabilizador, por intermédio da Corretora, poderá, a seu exclusivo critério, conduzir atividades de estabilização do preço das Ações da Companhia na B3, por um período de até 30 dias contados a partir da data de início da negociação das Ações na B3, inclusive, por meio de operações bursáteis de compra e venda de ações ordinárias de emissão da Companhia, observadas as disposições legais aplicáveis e o disposto no Contrato de Estabilização, 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 da 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 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 na seção “Informações Adicionais” a partir da página 74 deste Prospecto.

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, nos termos da Instrução da CVM nº 384, de 17 de março de 2003 para a realização de operações destinadas a fomentar a liquidez das ações ordinárias emitidas pela Companhia no mercado secundário, no entanto, não houve contratação de formador de mercado.

Negociação das Ações na B3

As Ações serão negociadas no Novo Mercado sob o código “RECV3”, a partir do dia útil seguinte à data de disponibilização do Anúncio de Início.

A Companhia, voluntariamente, solicitou à B3 adesão ao segmento de listagem do Novo Mercado, segmento especial de negociação de valores mobiliários da B3 que estabelece regras diferenciadas de governança corporativa e de divulgação de informações ao mercado mais rigorosas do que aquelas estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações, condicionada à realização da Oferta.

A Companhia e a B3 celebrarão, até a data de disponibilização do Anúncio de Início, o Contrato de Participação no Novo Mercado, conforme disposto no artigo 5º do Regulamento do Novo Mercado, o qual entrará em vigor na data de disponibilização do Anúncio de Início.

Recomenda-se, antes da decisão de investimento nas Ações, a leitura do Prospecto Preliminar e do Formulário de Referência para informações adicionais sobre a Companhia, incluindo seu setor de atuação, suas atividades e situação econômica e financeira, em especial a seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência da companhia, e dos itens “Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco Relacionados à Companhia” e “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações”, a partir das páginas 26 e 90 deste Prospecto, respectivamente.

As principais regras relativas ao Regulamento do Novo Mercado encontram-se resumidas na seção “12.12 – outras informações relevantes” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 640 e no Regulamento do Novo Mercado.

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 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 subscrever 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.

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 este Prospecto Preliminar, em especial as seções “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações” e “Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco Relacionados à Companhia”, a partir das páginas 90 e 26 deste Prospecto, respectivamente, bem como a seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 394, antes de tomar qualquer decisão de investir nas Ações.**

Pandemia do COVID-19 (novo coronavírus)

As operações da nossa Companhia, bem como as operações das sociedades direta ou indiretamente controladas pela nossa Companhia, sofreram impacto em razão das medidas de restrição à circulação adotadas como consequência da pandemia do COVID-19. 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. Como consequência, os preços praticados pela Companhia no fornecimento de petróleo foram diretamente afetados, bem como a Companhia interrompeu temporariamente a produção de alguns poços de petróleo e optou pela postergação de alguns projetos de investimento que não se mostravam atrativos no ano de 2020.

O impacto da pandemia do COVID-19 também pode precipitar ou agravar os riscos e dificuldades para obtenção de novos financiamentos junto a instituições financeiras, renegociação de contratos existentes ou eventuais outras restrições de caixa, o que pode comprometer, dificultar e/ou impossibilitar o cumprimento dos *covenants* financeiros aos quais a Companhia está sujeita no âmbito de suas obrigações.

Além disso, a nossa Companhia acredita que a pandemia provocada pelo novo coronavírus continuará a afetar negativamente seus negócios, condição financeira, resultados operacionais, liquidez e fluxo de caixa, cuja extensão dependerá de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis.

Para informações sobre a avaliação atual sobre os impactos do COVID-19 nos negócios da nossa Companhia ver “Novo Coronavírus – COVID-19”, disponível nos itens 3.9 e 10.9 do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 367.

As consequências adversas da atual pandemia continuam ocorrendo após a emissão de suas informações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020 e, assim, até a data deste Prospecto, não há informações adicionais disponíveis para que a administração da Companhia pudesse realizar uma avaliação a respeito do impacto do surto do COVID-19 em seus negócios, além daquela apresentada nos itens 3.9 e 10.9 do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 367. Na data deste Prospecto, não é possível assegurar se, futuramente, tal avaliação será prejudicada ou a extensão de tais prejuízos, tampouco é possível assegurar que não haverá incertezas materiais na capacidade da Companhia continuar operando seus negócios.

A Companhia e 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 Preliminar, ter acesso aos anúncios e avisos referentes à Oferta ou obter informações adicionais sobre a Oferta ou, ainda, realizar reserva das Ações, deverão dirigir-se aos seguintes endereços e páginas da rede mundial de computadores da Companhia, dos Coordenadores da Oferta e/ou das Instituições Participantes da Oferta indicadas abaixo ou junto à CVM.

COMPANHIA

PetroRecôncavo S.A.

Av. Luis Viana Filho, 13.223
Hangar Business Park, Torre 6, salas 611 a 620,
CEP 41.500-300, Salvador - Bahia
At.: Sr. Rafael Procaci da Cunha
Tel.: (71) 3635-0207
ri.petroreconcavo.com.br (neste *website* clicar em “Prospecto Preliminar”).

COORDENADORES DA OFERTA

Coordenador Líder

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.: Sra. Renata G. Dominguez
Tel.: + 55 (11) 3708-8876
<http://www.itaubba.com.br/itaubba-pt/nossos-negocios/ofertas-publicas/> (neste *website*, clicar em “PetroRecôncavo S.A.” e, posteriormente, clicar em “2021” e, em seguida, em “Oferta Pública Inicial de Ações (IPO)”, por fim em “Prospecto Preliminar”).

Banco Morgan Stanley S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.600, 6º e 8º andares
CEP 04538-132, São Paulo, SP
At.: Sr. Eduardo Mendez
Tel.: +55 (11) 3048-6000
www.morganstanley.com.br/prospectos/ (neste *website*, no item “Prospectos Locais”, acessar o link “Prospecto Preliminar” no subitem “PetroRecôncavo S.A.”).

Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

Rua Leopoldo Couto de Magalhães Jr, 700, 17º andar
04542-000 São Paulo, SP
At.: Sr. Fábio Federici
Telefone: +55 (11) 3371-0700
<http://www.goldmansachs.com/worldwide/brazil/areas-de-negocios/investment-banking.html> (neste *website*, acessar “PetroRecôncavo S.A.” e, então, clicar em “De Acordo” e, em seguida, clicar em “Prospecto Preliminar”).

Banco Safra S.A.

Avenida Paulista, nº 2.100
CEP 01310-930, São Paulo – SP
At.: Sr. João Paulo Feneberg Torres
Tel.: +55 (11) 3175-4184
<https://www.safra.com.br/sobre/banco-de-investimento/ofertas-publicas.htm> (neste *website*, clicar em “IPO - PetroRecôncavo S.A.” e, posteriormente, clicar em “Prospecto Preliminar”).

O Prospecto Preliminar também estará disponível nos seguintes endereços e *websites*:

Comissão de Valores Mobiliários – CVM

<https://www.gov.br/cvm/pt-br>, neste *website* acessar “Central de Sistemas da CVM” na página inicial, acessar “Ofertas Públicas”, em seguida, na opção “R\$0,00” na linha “Ações” da coluna “Primária”, em seguida na opção “R\$0,00” na coluna “Oferta Inicial (IPO)” e, em seguida, no número de processos constante da linha “PetroRecôncavo S.A.”, *link* no qual serão disponibilizados os Prospectos da Oferta.

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 “PetroRecôncavo S.A.”, link no qual serão disponibilizados os Prospectos da Oferta).

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 INDICADAS ABAIXO, DA CVM E DA B3:

Companhia

PetroRecôncavo S.A.

ri.petroreconcavo.com.br (neste *website*, clicar no título do documento correspondente).

Coordenadores da Oferta

Coordenador Líder

Banco Itaú BBA S.A.

<http://www.itaubba.com.br/itaubba-pt/nossos-negocios/ofertas-publicas/> (neste *website*, clicar em “PetroRecôncavo S.A.” e, posteriormente, clicar em “2021” e, em seguida, em “Oferta Pública Inicial de Ações (IPO)” e, então, clicar no título do documento correspondente).

Banco Morgan Stanley S.A.

www.morganstanley.com.br/prospectos/ (neste *website*, no item “Comunicações ao Mercado”, clicar no título do documento correspondente no subitem “PetroRecôncavo S.A.”).

Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

<http://www.goldmansachs.com/worldwide/brazil/areas-de-negocios/investment-banking.html> (neste *website*, acessar “PetroRecôncavo S.A.” e, então, clicar em “De Acordo” e, em seguida, clicar no título do documento correspondente).

Banco Safra S.A.

<https://www.safra.com.br/sobre/banco-de-investimento/ofertas-publicas.htm> (neste *website*, clicar em “IPO - PetroRecôncavo S.A.” e escolher o link específico de cada aviso, anúncio ou comunicado da Oferta).

Comissão de Valores Mobiliários

<https://www.gov.br/cvm/pt-br>, neste *website* acessar “Central de Sistemas da CVM” na página inicial, acessar “Ofertas Públicas”, em seguida, na opção “R\$0,00” na linha “Ações” da coluna “Primária”, em seguida na opção “R\$0,00” na coluna “Oferta Inicial (IPO)” e, em seguida, no número de processos constante da linha “PetroRecôncavo S.A.”, *link* no qual serão disponibilizados os anúncios e avisos da oferta.

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 “PetroRecôncavo S.A.” link no qual serão disponibilizados os anúncios e avisos da Oferta).

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 (<http://www.b3.com.br>).

Este Prospecto não constitui uma oferta de venda de Ações nos Estados Unidos ou em qualquer outra jurisdição em que a venda seja proibida, sendo que não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil. As Ações não poderão ser ofertadas ou vendidas nos Estados Unidos ou a pessoas consideradas *U.S. persons*, conforme definido no Regulamento S, sem que haja o registro sob o *Securities Act*, ou de acordo com uma isenção de registro nos termos do *Securities Act*. A Companhia, os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional não pretendem registrar a Oferta ou as Ações nos Estados Unidos ou em qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país.

Tendo em vista a possibilidade de veiculação de matérias na mídia sobre a Companhia e a Oferta, a Companhia e os Coordenadores da Oferta recomendam aos investidores que estes baseiem suas decisões de investimento nas informações constantes do Prospecto Preliminar, do Prospecto Definitivo e do Formulário de Referência. Para mais informações, veja seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – Eventuais matérias veiculadas na mídia com informações equivocadas ou imprecisas sobre a Oferta, a Companhia e/ou os Coordenadores da Oferta poderão gerar questionamentos por parte da CVM, B3 e/ou de potenciais investidores da Oferta, o que poderá impactar negativamente a Oferta”, deste Prospecto.

LEIA O PROSPECTO PRELIMINAR E O FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA ANTES DE ACEITAR A OFERTA, EM ESPECIAL AS SEÇÕES “SUMÁRIO DA COMPANHIA – PRINCIPAIS FATORES DE RISCO RELACIONADOS À COMPANHIA” E “FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E ÀS AÇÕES”, NAS PÁGINAS 26 E 90 DO PROSPECTO PRELIMINAR, BEM COMO A SEÇÃO “4. FATORES DE RISCO” DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA, PARA UMA DESCRIÇÃO DE CERTOS FATORES DE RISCO RELACIONADOS À SUBSCRIÇÃO DE AÇÕES QUE DEVEM SER CONSIDERADOS NA TOMADA DE DECISÃO DE INVESTIMENTO.

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

A Oferta está sujeita à prévia análise e aprovação da CVM e será registrada em conformidade com os procedimentos previstos na Instrução CVM 400, sendo que o registro da Oferta foi requerido junto à CVM em 26 de fevereiro de 2021.

Não há inadequação específica da Oferta a certo grupo ou categoria de investidor. Como todo e qualquer investimento em valores mobiliários de renda variável, o investimento nas Ações apresenta riscos e possibilidade de perdas patrimoniais que devem ser cuidadosamente considerados antes da tomada de decisão de investimento. Portanto, uma decisão de investimento nas Ações requer experiência e conhecimentos específicos que permitam ao investidor uma análise detalhada dos negócios da Companhia, mercado de atuação e os riscos inerentes aos negócios da Companhia, já que podem, inclusive, ocasionar a perda integral do valor investido. Recomenda-se que os interessados em participar da Oferta consultem seus advogados, contadores, consultores financeiros e demais profissionais que julgarem necessários para auxiliá-los na avaliação da adequação da Oferta ao perfil de investimento, dos riscos inerentes aos negócios da Companhia e ao investimento nas Ações.

O investimento em ações representa um investimento de risco, pois é um investimento em renda variável e, assim, os investidores que pretendam investir em ações estão sujeitos a perdas patrimoniais e riscos, inclusive àqueles relacionados às Ações, à Companhia, ao setor em que atua, aos seus acionistas e ao ambiente macroeconômico do Brasil, descritos neste Prospecto Preliminar e no Formulário de Referência, e que devem ser cuidadosamente considerados antes da tomada de decisão de investimento. O investimento nas 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 subscrever Ações ou, com relação à qual o investimento em Ações seria, no entendimento da Companhia e dos Coordenadores da Oferta, inadequado.

APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA

Coordenador Líder

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 30 de setembro de 2019, o Itaú Unibanco apresentou os seguintes resultados: ativos na ordem de R\$1,6 trilhão e uma carteira de crédito de R\$689 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 Institutional 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 América 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.

Morgan Stanley

Morgan Stanley, entidade constituída de acordo com as leis de Delaware, Estados Unidos, com sede em Nova Iorque, Estados Unidos, foi fundado nos Estados Unidos como banco de investimento em 1935. Em meados de 1971, ingressou no mercado de *sales & trading* e estabeleceu uma área dedicada a fusões e aquisições. Em 1984, Morgan Stanley passou a oferecer o serviço de corretagem prime. Em 1986, abriu seu capital na *New York Stock Exchange* – NYSE. Em 1997, uniu-se com a Dean Witter, Discover & Co. Em 2008, tornou-se um *bank holding company* e estabeleceu uma aliança estratégica com o Mitsubishi UFJ Group. Em 2009, formou uma *joint venture* com Smith Barney, combinando seus negócios de *wealth management*.

Atualmente, Morgan Stanley atua nas áreas de (i) *institutional securities*, que engloba as atividades de *investment banking* (serviços de captação de recursos, de assessoria financeira, incluindo fusões e aquisições, reestruturações, *real estate* e *project finance*); empréstimos corporativos; assim como atividades de venda, negociação, financiamento e formação de mercado em valores mobiliários de renda fixa e variável, e produtos relacionados, incluindo câmbio e commodities; (ii) *global wealth management group*, que engloba serviços de corretagem e assessoria em investimento; planejamento financeiro; crédito e produtos de financiamento; gestão de caixa; e serviços fiduciários; e (iii) *asset management*, que engloba produtos e serviços globais em investimentos em renda variável, renda fixa, e investimentos alternativos; incluindo fundos de *hedge*, fundos de fundos e *merchant banking*, por meio de mais de 50 escritórios estrategicamente posicionados ao redor do globo. Em 31 de dezembro de 2019, Morgan Stanley apresentou patrimônio líquido de US\$82,7 bilhões e ativos totais no valor de US\$895,4 bilhões.

No mercado de emissão de ações global, especificamente, o Morgan Stanley é líder mundial no ranking de ofertas públicas iniciais de ações (IPO) e emissão de ações em geral entre 2010 e 2019, de acordo com a Bloomberg. Historicamente o Morgan Stanley conquistou diversos prêmios como reconhecimento de sua posição de destaque no mercado financeiro global. Em 2019, o Morgan Stanley foi eleito pela revista *International Financing Review* (IFR) como “Global Equity House”.

Na América Latina, o Morgan Stanley também desempenhou papel de liderança em diversas operações de destaque entre 2010 e 2019 selecionadas pela IFR: a oferta de ações no valor de US\$70 bilhões da Petrobras, selecionada como “Latin America Equity Issue of the Year” em 2010, na qual o Morgan Stanley participou como coordenador global e agente estabilizador; a oferta inicial de ações no valor de US\$2,3 bilhões da XP Inc, na qual o Morgan Stanley participou como coordenador global; a oferta inicial de ações da C&A, no valor de US\$434 milhões, na qual o banco atuou como líder e agente estabilizador; e também diversos outros *IPOs* e *Follow-Ons* no período.

Em 1997, Morgan Stanley estabeleceu um escritório permanente no Brasil em São Paulo e, em 2001, fortaleceu sua posição no País ao constituir o Banco Morgan Stanley e a Morgan Stanley Corretora. O Banco Morgan Stanley é um banco múltiplo autorizado pelo Banco Central com carteiras comercial, de investimento e câmbio. O Banco Morgan Stanley é uma subsidiária indiretamente controlada pelo Morgan Stanley. Atualmente, o Banco Morgan Stanley desenvolve principalmente as atividades de banco de investimento, renda variável, renda fixa e câmbio no Brasil.

A Morgan Stanley Corretora também possui uma posição de destaque no mercado de corretagem brasileiro. A Morgan Stanley Corretora ocupou a terceira posição em volume negociado de ações locais durante o ano de 2020, de acordo com o Bloomberg, com uma participação de mercado de 8,6%.

Goldman Sachs

O Goldman Sachs é uma instituição financeira global com atuação em fusões e aquisições, coordenação de oferta de ações, serviços de investimento, investimentos de carteira própria e análise de empresas, prestando em todo o mundo uma ampla gama de serviços a empresas, instituições financeiras, governos e indivíduos de patrimônio pessoal elevado. Fundado em 1869, o Goldman Sachs tem sua sede global em Nova York, com escritórios também em Londres, Frankfurt, Tóquio, Hong Kong e outros importantes centros financeiros. O Goldman Sachs tem três atividades principais:

- *Banco de investimentos*: ampla gama de serviços de assessoria financeira e participação em ofertas de valores mobiliários, atendendo grupo de clientes que inclui empresas, instituições financeiras, fundos de investimento, governos e indivíduos;
- *Trading e investimentos com recursos próprios*: intermediação de operações financeiras tendo como contraparte empresas, instituições financeiras, fundos de investimentos, governos e indivíduos. Além disso, o Goldman Sachs investe seus recursos, diretamente, em renda fixa e produtos de renda variável, câmbio, commodities e derivativos de tais produtos, bem como realiza investimentos diretamente em empresas e por meio de fundos que são captados e geridos pelo banco; e
- *Investment Management*: assessoria e serviços de planejamento financeiro, bem como produtos de investimentos (por meio de contas e produtos geridos separadamente, tais como fundos de investimentos) em todas as classes de ativos para investidores institucionais e indivíduos no mundo inteiro, provendo também serviços de *prime brokerage*, financiamento e empréstimo de ativos para clientes institucionais, incluindo *hedge funds*, fundos de investimento abertos, fundos de pensão e fundações, e para indivíduos de patrimônio pessoal elevado.

O Goldman Sachs tem representação em São Paulo desde meados da década de 90 e, recentemente, ampliou suas operações locais por meio da estruturação de um banco múltiplo e uma corretora de títulos e valores mobiliários. Atualmente, a plataforma brasileira inclui atividades de carteira de banco de investimento, operações com recursos próprios, nas áreas de renda variável, renda fixa, câmbio e commodities, dentre outros. Atualmente, aproximadamente 250 pessoas trabalham no escritório de São Paulo.

Em particular, na área de banco de investimentos, o Goldman Sachs acredita que tem vasto conhecimento local e experiência comprovada em fusões e aquisições, emissão de ações e instrumentos de dívida. Goldman Sachs tem desempenhado importante papel em ofertas realizadas no mercado brasileiro, tais como a coordenação da oferta pública inicial de ações da BM&FBOVESPA em 2007 (R\$6,7 bilhões), da Visanet em 2009 (R\$8,4 bilhões), da Qualicorp S.A. em 2011 (R\$1,1 bilhão), do BTG Pactual em 2012 (R\$3,2 bilhões), do follow-on da TAESA (R\$1,8 bilhão) e do *follow-on* da Equatorial (R\$1,4 bilhão) também em 2012, do follow-on da BHG (R\$329 milhões), do IPO da Alupar (R\$851 milhões), do IPO da Ser Educacional (R\$619 milhões), do re-IPO da Via Varejo (R\$2,8 bilhões) no ano de 2013, do *follow-on* da Oi (R\$13,2 bilhões) no ano de 2014, do *follow-on* da Telefônica Brasil (R\$16,1 bilhões) no ano de 2015, do IPO do Atacadão S.A. (R\$5,1 bilhões) no ano de 2017, do follow-on de Rumo (R\$2,6 bilhões) e do re-IPO de ENEVA (R\$834 milhões na oferta base) também no ano de 2017, do IPO de Hapvida (R\$3 bilhões na oferta base) no ano de 2018, bem como do IPO de Centauro (R\$671 milhões), do *follow-on* de Linx (R\$1,1 bilhão), do *follow-on* de Hapvida (R\$2,3 bilhões), do *follow-on* de Banco Inter (R\$1,2 bilhão) e do *follow-on* de Log-In (R\$634 milhões) no ano de 2019, valores constantes dos prospectos ou memorandos da oferta.

Em 2019, como reconhecimento à expansão e excelência de sua atuação no mercado de capitais e assessoria financeira na América Latina, o Goldman Sachs foi eleito “Latin America’s best bank for advisory” pela Euromoney pelo segundo ano consecutivo, além do reconhecimento em 2018 como “Latin America Equity House of the Year” pela International Financing Review (IFR) e “Equity House of the Year” pela LatinFinance.

Safra

O Grupo J. Safra, reconhecido conglomerado bancário e de private banking, possui mais de 175 anos de tradição em serviços financeiros e presença em mais de 20 países, com atividades nos EUA, Europa, Oriente Médio, Ásia, América Latina e Caribe. Entre as empresas financeiras incluídas no Grupo estão o Banco Safra S.A., Banco J. Safra S.A., o Safra National Bank of New York e o J. Safra Sarasin Holding. Em outubro de 2020, o Grupo J. Safra possuía, em valores agregados, gestão de recursos de terceiros no montante de R\$1,3 trilhão.

O Banco Safra S.A. atua como banco múltiplo e figura como o quarto maior banco privado por total de ativos, segundo ranking Valor 1000 divulgado em 2019 (por ativos totais). Nesta mesma data, a gestão de recursos de terceiros totalizava R\$249,5 bilhões e a carteira de crédito expandida somava R\$110,6 bilhões. *Investment Banking*: atua na originação, execução e distribuição de ofertas de ações no mercado doméstico e internacional, bem como operações de fusões e aquisições, dentre outras. Fusões e Aquisições: atua na assessoria junto às principais empresas e fundos do Brasil, tendo conduzido operações tais como a venda da Lotten Eyes para a Amil (2016), assessoria exclusiva na venda da Alesat para Glencore (2018) e assessoria exclusiva na venda de 39 lojas do Grupo Pão de Açúcar para a gestora TRX (2020), configurando entres os líderes deste mercado no primeiro semestre de 2020. Em Fundos de Investimento Imobiliário, o Safra atuou como Coordenador do IPO e *Follow-on* do HSI Malls FII, *follow-on* do fundo JS Real Estate Multigestão FII, IPO do fundo Vinci Offices FII e *follow-on* do Vinci Logística FII e do IPO do Blue Macaw Office Fund II FII, totalizando cerca de R\$3,0 bilhões em ofertas em 2019.

Private Banking: oferece assessoria financeira e patrimonial aos seus clientes e familiares, combinando soluções personalizadas com gerenciamento de riscos, alocação especializada de ativos e confidencialidade.

Asset Management: atuante desde 1980 na gestão de recursos de terceiros através de carteiras administradas e fundos de investimento, com oferta de variedade de produtos aos diversos segmentos de clientes. Em outubro de 2020, possuía aproximadamente R\$104,3 bilhões de ativos sob gestão.

Sales & Trading: criada em 1967, a Safra Corretora atua nos mercados de ações, opções, índice de ações, dólar e DI, além de possuir equipe de pesquisa “Research”. Esta equipe é responsável pelo acompanhamento e produção de relatórios macroeconômicos e setoriais, incluindo a cobertura dos setores de Construção Civil, Bancos, Mineração, Siderurgia, Consumo, dentre outros.

Renda Fixa: atua na originação, execução e distribuição de financiamentos estruturados e títulos de dívidas no mercado doméstico e internacional, incluindo bonds, CCB, CRA, CRI, debêntures, FIDC, notas promissórias, dentre outros, configurando entres os líderes deste mercado.

Mercado de Capitais: em 2019, os principais destaques do Safra foram a participação na estruturação e distribuição de operações de CRI, CRA, Debêntures de Infraestrutura, Debêntures, Bonds, Letras Financeiras, Notas Promissórias Ações e Cotas de Fundos de Investimento listados, totalizando mais de R\$17,5 bilhões em operações para fundos de investimento e empresas dos mais variados setores, tais como Banco RCI, CCP, Cosern, Cyrela, EDP, Engie, Gasmig, HSI, Klabin, Log-in, Raízen, Rede D’Or, Sabesp e Vinci.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E OS COORDENADORES DA OFERTA

Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, o Itaú BBA e/ou sociedades de seu conglomerado financeiro mantêm o seguinte relacionamento comercial relevante com a Companhia e sociedades controladas:

- 19 contratos de risco sacado, no valor de R\$820.153,35, com datas de celebração entre 10/02/2021 e 26/03/2021 e datas de vencimento entre 12/04/2021 e 25/05/2021, com taxas efetivas entre 8,09% e 8,21%. Tais operações contam com aval da Companhia ou da Potiguar E&P;
- 1 contrato de empréstimo internacional (*credit agreement*), em dólares norte-americanos (USD), contratado em 27/11/2019 e com vencimento em 25/04/2024, no valor de R\$323.753.259,90, com taxa efetiva de Libor 3m + 6,30% aa. Para a operação foram constituídas as seguintes garantias: (i) os direitos emergentes dos contratos de concessão dos 34 campos pertencentes ao Polo Riacho da Forquilha, (ii) sua posição nos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, todos celebrados com a Petrobras, (iii) o estoque de petróleo, (iv) os equipamentos e maquinários de sua titularidade, (v) alienação fiduciária de 100% das ações de emissão da Potiguar E&P, controlada da Companhia e (vi) os direitos creditórios referentes: (a) aos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, (b) às apólices de seguro, (c) aos contratos de *Swaps* celebrados com Banco ABC, Goldman Sachs, Itaú Unibanco e Morgan Stanley e (d) às garantias outorgadas no âmbito dos contratos cedidos;
- 1 contrato de conta garantida LIS (limite de crédito rotativo), contratado em 17/03/2021 e com vencimento em 17/04/2021, no valor de R\$20.000,00, com taxa efetiva de 13,9%. Esta operação não conta com garantia;
- 20 contratos de termo de *commodity*, no valor de R\$217.497.908,58, com datas de celebração entre 26/04/2019 e 11/03/2021 e datas de vencimento entre 17/04/2021 e 25/04/2024, sem taxas e com garantia de devedor solidário da Companhia; e
- 1 contrato de empréstimo internacional (*credit agreement*), em USD, contratado em 19/02/2021 e com vencimento em 21/10/2021, no valor de R\$63.717.500,00, com taxa efetiva de USD + 3,7225% ao ano. Esta operação não conta com garantia.

Além do relacionamento descrito acima, a Companhia não mantém qualquer outro relacionamento relevante com o Itaú BBA e/ou sociedades de seu conglomerado financeiro.

O Itaú BBA e/ou sociedades integrantes de seu conglomerado financeiro podem deter títulos e valores mobiliários de emissão da Companhia e/ou de sociedades de seu grupo econômico, diretamente ou por meio de fundos de investimento administrados e/ou geridos por tais sociedades, adquiridos em operações regulares de mercado a preços e condições de mercado.

A Companhia e/ou sociedades controladas poderão, no futuro, contratar o Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro para celebrar acordos e para realização de operações financeiras, em condições a serem acordadas oportunamente entre as partes, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimentos, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução de suas atividades.

O Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro poderão negociar outros valores mobiliários (que não Ações ou valores mobiliários referenciados, conversíveis, ou permutáveis em ações ordinárias de emissão da Companhia) de emissão da Companhia. Adicionalmente, nos termos da regulamentação aplicável, o Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de 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 ordinárias de emissão da Companhia; 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 e venda por terceiros e/ou contratos de compra e venda a termo.

O Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as Ações como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar seus clientes a taxa de retorno das Ações, contra o recebimento de taxas de juros fixas e flutuantes (incluindo operações de *total return swap*). O Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro poderão adquirir Ações conforme de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, o preço das Ações ou outros termos da Oferta sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta. Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme prevista na seção “Informações sobre a Oferta – Custos de Distribuição” na página 56 deste Prospecto, não há qualquer outra remuneração a ser paga pela Companhia ao Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Nos últimos 12 meses que antecederam o lançamento da presente Oferta, o Itaú BBA e/ou sociedades de seu conglomerado financeiro não participou/não participaram de qualquer outra oferta pública de títulos e valores mobiliários de emissão da Companhia.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme prevista no item “Informações sobre a Oferta — Custos da distribuição” deste Prospecto, não há qualquer outra remuneração a ser paga pela Companhia ao Coordenador Líder e/ou a sociedades de seu conglomerado financeiro cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação. Não obstante, nos termos do Contrato de Estabilização, durante a Oferta, o Itaú BBA poderá fazer jus a eventuais ganhos oriundos das atividades de estabilização de preço das Ações.

A Companhia declara que não há qualquer conflito de interesses referente à atuação do Itaú BBA como instituição intermediária na Oferta. Ainda, a Companhia declara que, além das informações prestadas acima, não há qualquer outro relacionamento relevante entre a Companhia e o Itaú BBA e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado financeiro.

Relacionamento entre a Companhia e o Morgan Stanley

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à presente Oferta, a Companhia não tinha qualquer outro relacionamento com o Morgan Stanley e seu respectivo grupo econômico. No entanto, uma de suas controladas, a Potiguar E&P S.A., possui, nesta data, relacionamento comercial com o Morgan Stanley e seu respectivo grupo econômico, conforme descrito abaixo.

A Companhia e/ou sociedades por ela controladas, como a Potiguar E&P S.A., efetuam esporadicamente, operações de derivativos com o Morgan Stanley ou sociedades de seu grupo econômico. Devido à natureza desses contratos de derivativos, não há predeterminação de remuneração a favor do Morgan Stanley ou sociedades do seu grupo econômico, sendo que o Morgan Stanley poderá averiguar ao término destes contratos ganho ou perda decorrentes de tais operações.

- Atualmente, a Potiguar E&P S.A. possui com o Morgan Stanley e/ou sociedades do seu grupo econômico 64 (sessenta e quatro) contratos de derivativo a termo de mercadoria sem entrega física, com datas de início entre 26/04/2019 e 17/12/2020 e datas de vencimento entre 04/05/2021 e 03/01/2024 e com volume total de US\$112.718.301,10. Esses contratos contam com garantia da Companhia, da Reconcavo E&P S.A. e da Reconcavo America LLC.

Além disso, a Potiguar E&P S.A. possui, nesta data, contrato de empréstimo vigente, nos termos descritos a seguir:

- Atualmente, a Potiguar E&P S.A. possui contrato de empréstimo vigente com o Morgan Stanley ou sociedades de seu grupo econômico, no qual ocupa a posição de tomadora. O referido contrato de empréstimo, firmado em 2 de dezembro de 2019 e com vencimento previsto para 25 de abril de 2024, possui valor inicial de US\$65.142.574,00, amortizável em parcelas periódicas, sendo o valor atualizado, em 04 de abril de 2021, de US\$55.291.177,99 o qual está sujeito à taxa de 3mL (*month Libor*) + 6.3%. O contrato conta com garantia da Companhia, Reconcavo E&P S.A. e Reconcavo America LLC.

Além disso, a Companhia e sociedades controladas pela Companhia poderão, no futuro, vir a contratar o Morgan Stanley e/ou sociedades pertencentes ao seu grupo econômico para celebrar acordos, em condições 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 relacionadas com a Companhia ou sociedades controladas pela Companhia.

O Morgan Stanley e/ou sociedades de seu grupo econômico poderão celebrar, no exterior, antes da divulgação do Anúncio de Encerramento, a pedido de terceiros, operações de derivativos, tendo ações de emissão da Companhia como ativo de referência e adquirir ações de emissão da Companhia como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. No âmbito da Oferta, o Morgan Stanley e/ou sociedades de seu grupo econômico podem adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, o preço das Ações ou outros termos da Oferta, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta. Para mais informações veja a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A eventual contratação e realização de operações de *total return swap* e *hedge* podem influenciar a demanda e o preço das Ações”, na página 97 deste Prospecto.

Ademais, sociedades integrantes do grupo econômico do Morgan Stanley e fundos de investimento administrados e/ou geridos por sociedades integrantes de seu grupo eventualmente realizaram negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia diretamente ou por meio de fundos de investimento administrados e/ou geridos por tais sociedades, 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 Morgan Stanley e/ou sociedades de seu grupo econômico não participaram em ofertas públicas de valores mobiliários de emissão da Companhia nos 12 (doze) meses que antecederam o pedido de registro da presente Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme prevista no item “Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição” na página 56 deste Prospecto, não há qualquer remuneração a ser paga pela Companhia ao Morgan Stanley cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação. Não obstante, nos termos do Contrato de Estabilização, durante a Oferta, o Morgan Stanley poderá fazer jus, ainda, a eventuais ganhos oriundos das atividades de estabilização de preço das Ações.

A Companhia declara que não há qualquer conflito de interesse referente à atuação do Morgan Stanley 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 Morgan Stanley e/ou qualquer sociedade de seu grupo econômico.

Relacionamento entre a Companhia e o Goldman Sachs

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, a Companhia possui o seguinte relacionamento comercial com o Goldman Sachs e com as sociedades integrantes de seu grupo econômico:

- A Potiguar E&P S.A. possui com o Goldman Sachs e/ou sociedades do seu grupo econômico as seguintes operações de derivativo: *swaps* de *crude oil* para *hedge* de produção (*right-way*) celebrados entre 12 de julho de 2019 e 30 de março de 2020, com vencimentos entre 02 de junho de 2021 e 02 de março de 2023 e valor nocional total de 1.200.377 Galões/USD. Tais contratos contam com uma fiança da Companhia. Em razão da natureza de tais operações, não há predeterminação de taxa e/ou remuneração a favor do Goldman Sachs e/ou de sociedades do seu grupo econômico, sendo que ao término de referidos contratos será verificado eventual ganho ou perda decorrente de tais operações.

Sociedades integrantes do grupo econômico do Goldman Sachs, bem como 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 da Companhia, diretamente ou em fundos de investimento administrados e/ou geridos por tais sociedades, 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.

Além disso, nos últimos 12 meses que antecederam o lançamento da presente Oferta, o Goldman Sachs e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado econômico não participaram de qualquer outra oferta pública de títulos e valores mobiliários de emissão da Companhia.

A Companhia e/ou sociedades controladas poderão, no futuro, contratar o Goldman Sachs e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado econômico para celebrar acordos e para realização de operações financeiras, em condições a serem acordadas oportunamente entre as partes, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimentos, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução de suas atividades.

O Goldman Sachs e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado econômico poderão negociar outros valores mobiliários (que não Ações ou valores mobiliários referenciados, conversíveis, ou permutáveis em ações ordinárias de emissão da Companhia) de emissão da Companhia. Adicionalmente, nos termos da regulamentação aplicável, o Goldman Sachs e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado 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 ordinárias de emissão da Companhia; e (iii) realizar operações destinadas a cumprir obrigações assumidas antes da contratação do Goldman Sachs no âmbito da Oferta decorrentes de empréstimos de valores mobiliários, exercício de opções de compra e venda por terceiros e/ou contratos de compra e venda a termo.

O Goldman Sachs e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado econômico poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as Ações como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar seus clientes a taxa de retorno das Ações, contra o recebimento de taxas de juros fixas e flutuantes (incluindo operações de *total return swap*). O Goldman Sachs e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado econômico poderão adquirir Ações conforme de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, o preço das Ações ou outros termos da Oferta sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme prevista na seção “Informações sobre a Oferta – Custos de Distribuição” na página 56 deste Prospecto, não há qualquer outra remuneração a ser paga pela Companhia ao GS e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado econômico cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

A Companhia declara que, além das informações prestadas acima, não há qualquer conflito de interesses referente à atuação do Goldman Sachs como coordenador na Oferta. Ainda, a Companhia declara que, além das informações prestadas acima, não há qualquer outro relacionamento relevante entre a Companhia e o Goldman Sachs e/ou qualquer sociedade de seu conglomerado econômico.

Relacionamento entre a Companhia e o Safra

Na data deste Prospecto, além do relacionamento decorrente da Oferta, a Companhia e/ou sociedades de seu grupo econômico possuem o seguinte relacionamento relevante com o Safra e/ou as sociedades do seu conglomerado econômico.

A Companhia poderá, no futuro, contratar o Safra ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, corretagem, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

O Safra e/ou sociedades de seu conglomerado econômico 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 ordinárias de emissão da Companhia, contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (incluindo operações de *total return swap*). O Safra e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem adquirir ações ordinárias de emissão da Companhia na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, o preço das ações ordinárias de emissão da Companhia ou outros termos da Oferta, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta. Para mais informações veja a seção “Fatores de Risco Relacionados à Oferta e às Ações – A eventual contratação e realização de operações de *total return swap* e *hedge* podem influenciar a demanda e o preço das Ações”, na página 97 deste Prospecto.

O Safra e/ou sociedades de seu grupo econômico não participaram nos 12 meses antecedentes ao protocolo do pedido de registro da Oferta de ofertas públicas de valores mobiliários de emissão da Companhia ou sociedades por ela controladas e, exceto pelo disposto acima, tampouco de operações de financiamento ou reestruturações societárias envolvendo a Companhia ou sociedades por ela controladas. Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme prevista na seção “Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição”, na página 56 deste Prospecto, não há qualquer remuneração a ser paga pela Companhia ao Safra ou a sociedades de seu conglomerado econômico ou cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação. Não obstante, nos termos do Contrato de Estabilização, durante a Oferta, o Safra poderá fazer jus, ainda, a eventuais ganhos oriundos das atividades de estabilização de preço das Ações. A Companhia declara que não há qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Safra 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 Safra ou qualquer sociedade de seu grupo econômico.

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, potenciais investidores 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 Relacionados à Companhia” na página 26 deste Prospecto e na seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência anexo, na página 394 deste Prospecto, as demonstrações financeiras, individuais e consolidadas da Companhia e respectivas notas explicativas anexas a este 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 e pelos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado das Ações 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 lhes afetar de maneira adversa. Riscos adicionais e incertezas não conhecidos pela Companhia ou que, atualmente, a Companhia 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 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 394 deste Prospecto.

O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como a atual COVID-19 (causada pelo coronavírus), 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.

Surtos de doenças que afetem o comportamento das pessoas, como do atual coronavírus (“COVID19”), 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 um impacto adverso relevante 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 COVID19, cabendo aos 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, 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 exercem um efeito adverso relevante na economia global e na economia brasileira.

Qualquer mudança material nos mercados financeiros ou na economia brasileira como resultado desses eventos mundial 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.

As informações sobre as reservas e os recursos contingentes da Companhia incluídas neste Prospecto e no Formulário de Referência têm como base nos Relatórios sobre Reservas, anexados a este Prospecto, podendo ser alterados no futuro.

As informações sobre as reservas e os recursos contingentes da Companhia incluídas neste Prospecto e no Formulário de Referência, 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 sobre Reservas elaborados pela NSAI, os quais encontram-se anexos a este Prospecto. Para mais informações, ver “Resumo dos Relatórios sobre Reservas” na página 27 deste Prospecto.

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. Tais estimativas partem, ainda, da premissa de que seremos capazes de obter junto à ANP a extensão dos prazos dos contratos de concessão relativos a cada um dos ativos de produção ao final dos seus respectivos termos, conforme descrito no item 9.1 do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto. Não podemos dar qualquer garantia que seremos capazes de obter a extensão de tais prazos contratuais perante a ANP, o que poderá afetar adversamente as conclusões feitas nos Relatórios de 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.

As estimativas de reservas e receitas apresentadas nos Relatórios sobre Reservas podem mudar à medida 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 internacionais de certificação de reservas 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 conseqüentemente seus resultados operacionais.

Por fim, considerando que o petróleo é recurso natural não renovável, uma vez atingido o limite econômico do campo, sua produção será encerrada. Atualmente, a Companhia possui campos em fase de produção em estágio avançado, podendo resultar em redução do volume de petróleo e gás produzidos no campo.

Com a liquidação da Oferta, deixaremos de ter 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.

Com a liquidação da Oferta, o acordo de acionistas vigente será extinto (conforme descrito no item 15.5 do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto). Assim, o atual grupo de controle da Companhia deixará de existir, e a partir deste momento, será possível que se formem alianças ou acordos paralelos entre os acionistas, o que poderia ter efeito semelhante à formação de um novo grupo de controle. Nessa hipótese, 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 determinadas deliberações.

Sem a existência de um acionista controlador ou de um grupo de controle, não podemos garantir que a influência que vinha sendo exercida pelos acionistas controladores na Companhia (em termos de 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, podem afetar adversamente a Companhia, o valor de suas ações, bem como podem afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais.

Ainda, caso após a realização da Oferta, os acionistas PetroSantander e Opportunity FIP, em conjunto, deixem de ter o direito de eleger ou nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia em Assembleia Geral, os credores do contrato de empréstimo internacional celebrado pela Companhia e sua controlada Potiguar E&P com instituições financeiras, em 2 de dezembro de 2019 (*Credit Agreement*), terão o direito de exigir o pré-pagamento antecipado total do saldo devedor em aberto. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo devedor dessa dívida era de R\$926,5 milhões. Para mais informações do endividamento da Companhia, ver item 10.1(f) do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto.

As Ações nunca foram negociadas em bolsa de valores e, portanto, um mercado ativo e líquido para as Ações poderá não se desenvolver ou, se desenvolvido, pode não se manter, e a cotação das Ações pode ser adversamente afetada em seguida à Oferta. A volatilidade e a falta de liquidez do mercado brasileiro de valores mobiliários poderão limitar substancialmente a capacidade dos investidores de vender as Ações e ações de emissão da Companhia pelo preço e na ocasião que desejarem.

Antes da Oferta, as Ações não eram negociadas em bolsa de valores. Um mercado ativo e líquido de negociação para as Ações pode não se desenvolver ou, se for desenvolvido, pode não conseguir se manter.

O investimento em valores mobiliários negociados em mercados emergentes, tal como o Brasil, envolve, com frequência, maior risco em comparação a outros mercados mundiais com condições políticas e econômicas mais estáveis, sendo tais investimentos considerados, em geral, de natureza mais especulativa.

Esses investimentos estão sujeitos a determinados riscos econômicos e políticos, tais como: (i) mudanças no ambiente regulatório, fiscal, econômico e político que possam afetar a capacidade de investidores de obter retorno, total ou parcial, em relação a seus investimentos; e (ii) restrições a investimento estrangeiro e a repatriamento do capital investido.

O mercado brasileiro de valores mobiliários é substancialmente menor, menos líquido e mais concentrado do que os principais mercados de valores mobiliários, podendo, inclusive, ser mais volátil do que alguns mercados internacionais, como os dos Estados Unidos. Desta forma, fatores que possam ter impactos econômicos nos mercados internacionais podem trazer impactos ainda mais profundos no mercado brasileiro de valores mobiliários. A este respeito, vide risco “*O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como a atual COVID-19 (causada pelo coronavírus), 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*” na página 90 deste Prospecto.

Em 12 de Março de 2021, a capitalização de todas as companhias listadas na B3 representava, aproximadamente, R\$5,0 trilhões e a média de negociações diárias de 2020, aproximadamente, R\$29,8 bilhões, segundo dados da própria B3. O mercado de capitais brasileiro é significativamente concentrado, de forma que as dez principais ações negociadas na B3 foram responsáveis por, aproximadamente, 28% do volume total de ações negociadas na B3 nos últimos 6 meses de 2020. Enquanto que a New York Stock Exchange teve uma capitalização de mercado de aproximadamente US\$43 trilhões em 30 de outubro de 2020 e um volume diário médio de negociação de, aproximadamente, US\$443 bilhões nos últimos 6 meses de 2020.

Essas características do mercado de capitais brasileiro poderão limitar substancialmente a capacidade dos investidores de vender as Ações, de que sejam titulares, pelo preço e na ocasião desejados, o que poderá ter efeito substancialmente adverso no preço das Ações. Se um mercado ativo e líquido de negociação das Ações não for desenvolvido e mantido, o preço de negociação das Ações pode ser negativamente impactado.

Riscos relacionados à situação da economia global poderão afetar a percepção do risco em outros países, especialmente nos mercados emergentes o que poderá afetar negativamente a economia brasileira inclusive por meio de oscilações nos mercados de valores mobiliários.

O valor de mercado de valores mobiliários de emissão de companhias brasileiras é influenciado, em diferentes graus, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, inclusive Estados Unidos, países membros da União Europeia e de economias emergentes. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses países pode causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras, inclusive das Ações. Crises nos Estados Unidos, na União Europeia ou em países emergentes podem reduzir o interesse dos investidores nos valores mobiliários das companhias brasileiras, inclusive os valores mobiliários de emissão da Companhia.

Adicionalmente, a economia brasileira é afetada pelas condições de mercado e pelas condições econômicas internacionais, especialmente, pelas condições econômicas dos Estados Unidos. Os preços das ações na B3, por exemplo, são altamente afetados pelas flutuações nas taxas de juros dos Estados Unidos e pelo comportamento das principais bolsas norte-americanas. Qualquer aumento nas taxas de juros em outros países, especialmente os Estados Unidos, poderá reduzir a liquidez global e o interesse do investidor em realizar investimentos no mercado de capitais brasileiro.

A Companhia não pode assegurar que o mercado de capitais brasileiro estará aberto às companhias brasileiras e que os custos de financiamento no mercado sejam favoráveis às companhias brasileiras. Crises econômicas em mercados emergentes podem reduzir o interesse do investidor por valores mobiliários de companhias brasileiras, inclusive os valores mobiliários emitidos pela Companhia. Isso poderá afetar a liquidez e o preço de mercado das Ações, bem como poderá afetar o futuro acesso da Companhia ao mercado de capitais brasileiros e a financiamentos em termos aceitáveis, o que poderá afetar adversamente o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia. Desta forma, fatores que possam ter impactos econômicos nos mercados internacionais podem trazer impactos ainda mais profundos no mercado brasileiro de valores mobiliários. A este respeito, vide risco “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 integralmente 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” na página 90 deste Prospecto.

A emissão, a venda ou a percepção de uma potencial emissão ou venda de quantidades significativas de ações ordinárias de emissão da Companhia após a conclusão da Oferta e/ou após o período de Lock-Up pode afetar adversamente o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado secundário ou a percepção dos investidores sobre a Companhia.

A Companhia e os Administradores celebrarão acordos de restrição à venda de Ações ou ações ordinárias de emissão da Companhia já detidas ou que venham a ser emitidas pela Companhia, por meio dos quais concordarão, pelo Período Inicial de *Lock-up*, sujeitos a algumas exceções, em não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar, conceder qualquer opção de compra, realizar qualquer venda a descoberto ou de qualquer outra forma dispor ou outorgar quaisquer direitos, direta ou indiretamente, registrar ou pedir o registro de uma distribuição ou oferta pública nos termos do *Securities Act* ou da Legislação Brasileira, opções ou *warrants* para a compra já detidos ou que venham a ser detidos, ou quaisquer valores mobiliários passíveis de conversão ou permuta ou que representem o direito de receber ações ordinárias de emissão da Companhia emitidas em seu favor ou que, nos termos da legislação tenha direito de receber ou celebrar qualquer acordo de *swap* ou outro acordo que transfira a terceiros, no todo ou em parte, quaisquer dos benefícios econômicos da titularidade, ou *warrants* ou outros direitos de compra, de quaisquer Valores Mobiliários Sujeitos a *Lock-up*, ou anunciar publicamente a intenção de executar qualquer operação especificada acima.

Após tais restrições terem se extinguido, as ações ordinárias de emissão da Companhia detidas pelos Administradores estarão disponíveis para venda no mercado. A ocorrência de vendas ou uma percepção de uma possível venda de um número substancial de ações ordinárias de emissão da Companhia pode afetar adversamente o valor de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia ou a percepção dos investidores sobre a Companhia.

A Companhia pode vir a precisar de capital adicional no futuro, por meio da emissão de valores mobiliários, o que poderá afetar o preço das Ações e resultar em uma diluição da participação do investidor.

A Companhia pode vir a captar recursos adicionais no futuro por meio de operações de emissão pública ou privada de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações de emissão da Companhia ou permutáveis por elas. Qualquer captação de recursos por meio da distribuição de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou permutáveis por elas pode resultar em alteração no preço de mercado das ações de emissão da Companhia e na diluição da participação do investidor no capital social da Companhia.

A participação de Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding poderá afetar adversamente a fixação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas poderá resultar na redução de liquidez das ações ordinárias de emissão da Companhia no mercado secundário.

O Preço por Ação será definido após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*. Nos termos da regulamentação em vigor, poderá ser aceita a participação de Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, mediante a coleta de intenções de investimento, até o limite máximo de 20% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais). Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações inicialmente ofertadas, não será permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta, de Ações junto a Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, sendo suas intenções de investimento automaticamente canceladas.

A participação de Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá afetar adversamente a fixação do Preço por Ação, e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam considerados Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das ações de emissão da Companhia no mercado secundário.

Adicionalmente, os investimentos realizados pelas pessoas mencionadas no artigo 48 da Instrução CVM 400 para (i) proteção (*hedge*) em operações com derivativos contratadas com terceiros tendo ações ordinárias de emissão da Companhia como referência, incluindo operações de *total return swap*, desde que tais terceiros não sejam Pessoas Vinculadas, e (ii) que se enquadrem dentre as outras exceções previstas no artigo 48, II da Instrução CVM 400, são permitidos 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. Tais operações poderão influenciar a demanda e, conseqüentemente, o preço das Ações e, deste modo, o Preço por Ação poderá diferir dos preços que prevalecerão no mercado após a conclusão desta Oferta.

A fixação do Preço por Ação em valor inferior à Faixa Indicativa possibilitará a desistência dos Investidores Não Institucionais, o que poderá reduzir a capacidade da Companhia de alcançar dispersão acionária na Oferta, bem como a sua capacidade de executar o plano de negócios da Companhia.

A faixa de preço apresentada na capa deste Prospecto Preliminar é meramente indicativa e, conforme expressamente previsto neste Prospecto Preliminar, o Preço por Ação poderá ser fixado em valor inferior à Faixa Indicativa. Caso o Preço por Ação seja fixado abaixo do valor resultante da subtração entre o valor mínimo da Faixa Indicativa e o valor equivalente a 20% do valor máximo da Faixa Indicativa, ocorrerá um Evento de Fixação do Preço em Valor Inferior à Faixa Indicativa, que possibilitará a desistência dos Investidores Não Institucionais no âmbito da Oferta de Varejo. Na ocorrência de Evento de Fixação do Preço em Valor Inferior à Faixa Indicativa, a Companhia alcançará menor dispersão acionária do que a inicialmente esperada, caso uma quantidade significativa de Investidores Não Institucionais decida por desistir da Oferta.

Ademais, a fixação do Preço por Ação em valor significativamente abaixo da Faixa Indicativa poderá resultar em captação de recursos líquidos em montante consideravelmente menor do que o inicialmente projetado para as finalidades descritas na seção “Destinação dos Recursos” na página 99 deste Prospecto, e afetar a capacidade da Companhia de executar o plano de negócios da Companhia, o que poderá ter impactos no crescimento e nos resultados das operações da Companhia.

Na medida em que o regime de distribuição da Oferta é o de garantia firme de liquidação e que não será admitida distribuição parcial no âmbito da Oferta, é possível que a Oferta venha a ser cancelada caso não haja demanda para subscrição da totalidade das Ações objeto da Oferta.

Na medida em que não será admitida distribuição parcial no âmbito da Oferta, conforme faculdade prevista nos artigos 30 e 31 da Instrução CVM 400, caso as Ações (considerando as Ações Adicionais, mas sem considerar as Ações Suplementares) não sejam integralmente subscritas no âmbito da Oferta até a Data de Liquidação, nos termos do Contrato de Colocação, a Oferta será cancelada, sendo todos os Pedidos de Reserva e intenções de investimentos automaticamente cancelados. Para informações adicionais sobre o cancelamento da Oferta, veja a seção “Suspensão, Modificação, Revogação ou Cancelamento da Oferta” na página 65 deste Prospecto.

Os investidores na Oferta sofrerão diluição imediata no valor de seus investimentos nas Ações.

Caso o Preço por Ação seja superior ao valor patrimonial por ação, assim entendido como o resultado da divisão (1) do valor consolidado no ativo da Companhia, reduzido do valor consolidado do seu passivo, pela (2) quantidade total de ações que compõe o capital social da Companhia, os investidores que subscreverem Ações poderão integralizar um valor que é superior ao valor patrimonial por ação, resultando em diluição imediata do valor de seu investimento na Companhia.

A Companhia poderá, ainda, no futuro, ser obrigada a buscar recursos adicionais nos mercados financeiro e de capitais brasileiro, os quais podem não estar disponíveis ou podem estar disponíveis em condições que sejam desfavoráveis ou desvantajosas à Companhia. A Companhia poderá, ainda, recorrer a ofertas públicas ou privadas de Ações da Companhia ou valores mobiliários lastreados, conversíveis, permutáveis ou que, por qualquer forma, confirmam um direito de subscrever ou receber ações ordinárias de emissão da Companhia. Qualquer captação de recursos por meio de ofertas públicas ou privadas de ações ordinárias de emissão da Companhia ou valores mobiliários lastreados, conversíveis, permutáveis ou que, por qualquer forma, confirmam um direito de subscrever ou receber ações ordinárias de emissão da Companhia pode ser realizada com exclusão do direito de preferência dos então acionistas da Companhia e/ou alterar o valor das Ações da Companhia, o que pode resultar na diluição da participação dos investidores.

Para mais informações sobre os percentuais de diluição dos investidores na Oferta, veja a seção “Diluição”, na página 104 deste Prospecto.

A realização desta oferta pública de distribuição das Ações, com esforços de colocação no exterior, poderá deixar a Companhia exposta a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior. Os riscos relativos a ofertas de valores mobiliários no exterior são potencialmente maiores do que os riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil.

A Oferta compreende a distribuição primária das Ações no Brasil, em mercado de balcão não organizado, incluindo esforços de colocação das Ações juntos 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 Memoranda*.

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 Memoranda*.

A Companhia também presta 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. Um eventual processo no exterior com relação a eventuais incorreções ou omissões relevantes nos *Offering Memoranda*, pode envolver valores elevados, o que poderá afetar negativamente a Companhia.

Eventual descumprimento por qualquer das Instituições Consorciadas de obrigações relacionadas à Oferta poderá acarretar seu desligamento do grupo de instituições responsáveis pela colocação das Ações, com o consequente cancelamento de todos Pedidos de Reserva e intenções de investimento feitos perante tais Instituições Consorciadas.

Caso haja descumprimento ou indícios de descumprimento, por quaisquer das Instituições Consorciadas, de qualquer das obrigações previstas no respectivo instrumento 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 ou 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 julgadas cabíveis pelos Coordenadores da Oferta, poderá deixar imediatamente de integrar o grupo de instituições responsáveis pela colocação das Ações. Caso tal desligamento ocorra, Instituição(ões) Consorciada(s) em questão deverá(ão) cancelar todos os Pedidos de Reserva e intenções de investimento que tenha(m) recebido e informar imediatamente os respectivos investidores sobre o referido cancelamento, os quais não mais participarão da Oferta, sendo que os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos sobre movimentação financeira, eventualmente incidentes sobre os valores pagos, inclusive, em função do IOF/Câmbio e quaisquer outros tributos que venham a ser criados, incluindo aqueles com alíquota atual equivalente a zero que tenham sua alíquota majorada. Para mais informações, veja a seção “Violações das Normas de Conduta e Cancelamento dos Pedidos de Reserva” na página 69 deste Prospecto.

A eventual contratação e realização de operações de total return swap e hedge podem influenciar a demanda e o preço das Ações.

Os Coordenadores da Oferta ou sociedades dos seus conglomerados econômicos poderão realizar operações com derivativos contratadas com terceiros para proteção (*hedge*) ou operações de *total return swaps*, tendo as ações ordinárias de emissão da Companhia como referência, conforme permitido pelo artigo 48 da Instrução CVM 400. Desde que tais terceiros não sejam Pessoas Vinculadas, tais investimentos não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para os fins do artigo 55 da Instrução CVM 400. A realização de tais operações pode influenciar a demanda e, conseqüentemente, o preço das ações ordinárias de emissão da Companhia.

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

A Oferta e suas condições, incluindo o presente Prospecto, passaram a ser de conhecimento público após a realização do protocolo do pedido de registro da Oferta na CVM. Até a data de envio do Anúncio de Encerramento, poderão ser veiculadas na mídia matérias contendo informações equivocadas ou imprecisas sobre a Oferta, a Companhia e/ou os Coordenadores da Oferta, ou, ainda, contendo informações que não constam dos Prospectos e/ou do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto a partir da página 367.

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 o envio 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 sejam divulgadas informações sobre a Oferta ou a Companhia em outros meios que não sejam os Prospectos ou o Formulário de Referência, ou, ainda, caso haja informações equivocadas ou imprecisas sobre a Oferta divulgadas na mídia, a CVM, a B3 ou potenciais investidores poderão questionar o conteúdo de tais matérias midiáticas, o que poderá afetar negativamente a tomada de decisão de investimento pelos potenciais investidores, assim como a CVM poderá a seu exclusivo critério, caso haja comprovação ou suspeita de participação de pessoas relacionadas com a Oferta ou a Companhia em tal divulgação, suspender a Oferta, com a consequente alteração de seu cronograma.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, a Companhia estima que os recursos líquidos provenientes da Oferta (i) sem considerar a colocação das Ações Adicionais e Ações Suplementares, serão de R\$1.153.205.177,77; e (ii) considerando a colocação das Ações Adicionais e das Ações Suplementares, serão de R\$1.560.432.622,86, em ambos os casos, após a dedução de comissões, tributos e despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta.

Para informações detalhadas acerca das comissões e despesas da Oferta, veja a seção “Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição” na página 56 deste Prospecto.

A Companhia pretende utilizar os recursos líquidos obtidos por meio da Oferta para: (i) pagamento das aquisições de ativos da Petrobras realizadas e em curso; (ii) potencial aquisição de ativos da Petrobras; e (iii) aumento da posição de caixa.

A tabela abaixo resume os percentuais e valores estimados das destinações que a Companhia pretende dar aos recursos líquidos provenientes da Oferta:

Destinação	Percentual Estimado dos Recursos Líquidos	Valor Estimado Líquido⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾	Valor Estimado Líquido⁽¹⁾⁽²⁾⁽⁴⁾
		<i>(em R\$ milhões)</i>	
Pagamento das aquisições de ativos da Petrobras realizadas e em curso.....	55,0%	634.262.847,77	858.237.942,57
Potencial aquisição de ativos da Petrobras.....	35,0%	403.621.812,22	546.151.418,00
Aumento da posição de Caixa.....	10,0%	115.320.517,78	156.043.262,29
Total	100,0%	1.153.205.177,77	1.560.432.622,86

(1) Com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa.

(2) Considerando a dedução das comissões e despesas estimadas para a Companhia na Oferta.

(3) Sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

(4) Considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

Pagamento das aquisições de ativos da Petrobras em curso

Destinaremos cerca de 55% dos recursos líquidos provenientes da Oferta para capitalizar nossa Companhia e subsidiárias de modo a fazer frente aos processos de aquisição de ativos da Petrobras em curso. Celebramos, em abril de 2019, dezembro de 2020 e fevereiro de 2021, “Contratos de Compra e Venda” com a Petrobras para adquirir 100% das participações da Petrobras nos Polos Riacho da Forquilha, Remanso e Miranga respectivamente, que somam cerca de US\$298 milhões a serem pagos ao vendedor. Financiaremos 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 Riacho da Forquilha:

O polo compreende 34 campos terrestres, localizados na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte. O valor total da transação, após ajuste de preços, foi de US\$351,5 milhões, sendo que, até o fechamento da transação, em dezembro de 2019, 84% ou US\$295,2 milhões foram pagos, restando 16% ou US\$56,2 milhões, que serão pagos conforme demonstrado abaixo:

Campo	Percentual
Baixa do Algodão.....	0,2%
Boa Esperança	0,5%
Brejinho.....	1,5%
Cachoeirinha.....	1,0%
Fazenda Curral.....	0,2%
Fazenda Malaquias	1,0%
Leste de Poço Xavier.....	0,3%
Livramento.....	1,8%
Lorena.....	2,8%
Pajeú.....	0,2%
Riacho da Forquilha.....	6,5%
Total	16,0%

O processo de extensão das concessões envolve a apresentação para a Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural (ANP) de Planos de Desenvolvimento que demonstrem um plano de investimento e produção viável para além do período contratual atual. Em 5 de março de 2020, a Potiguar E&P apresentou à ANP os Planos de Desenvolvimento para os 11 campos listados acima. O processo de avaliação das extensões é gerido pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP, que julga a estratégia de desenvolvimento apresentada, o cronograma físico-financeiro dos projetos de desenvolvimento da produção, o aumento da capacidade produtiva das instalações, provisões financeiras para descomissionamento e abandono das instalações, dentre outros pontos.

O valor total devido é de US\$56,2 milhões. O valor não será atualizado.

O prazo de pagamento é de 20 dias úteis após a aprovação pela ANP da extensão das concessões listadas acima (data ainda não definida, pois depende do andamento do processo de extensão das concessões junto à ANP).

- Polo Remanso:

O Polo Remanso engloba 12 campos terrestres, sendo eles: Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, localizados na bacia do Reconcavo, estado da Bahia. A Petrobras era operadora com 100% de participação nessas concessões. O acordo também prevê a transferência dos AIPs de Gomo e Cassarongongo para a Compradora.

O valor total devido é de US\$26,0 milhões, desconsiderando os efeitos da geração de caixa do ativo desde 1º de julho de 2020 até a data de fechamento da transação. Os valores serão atualizados com base na taxa Libor + 3% a.a.

Quanto ao prazo de pagamento, US\$21,0 milhões deverão ser pagos na data de fechamento da transação, dado que, conforme previsto no contrato de compra do ativo, deste pagamento será deduzida a geração de caixa do ativo desde julho de 2020 até a data de fechamento, cujo montante ainda não está definido e será apresentado pela Petrobras no momento do fechamento da transação. A data do fechamento ainda não definida, pois depende do andamento do processo de cessão das concessões junto à ANP. O valor remanescente de US\$5,0 milhões será quitado em 12 meses após a data de fechamento da transação.

- Polo Miranga:

O polo compreende nove campos terrestres (onshore) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana, na bacia Recôncavo, no estado da Bahia.

O valor total devido é de US\$209,1 milhões.

Quanto ao prazo de pagamento, (i) o valor de US\$44,0 milhões será pago na data de fechamento da transação; (ii) o valor de US\$20,0 milhões será quitado em 12 meses após a data de fechamento da transação; (iii) o valor de US\$20,0 milhões será quitado em 24 meses após a data de fechamento da transação; (iv) o valor de US\$40,1 milhões será quitado em 36 meses após a data de fechamento da transação; e (v) o valor remanescente de até US\$85,0 milhões será pago em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Dated Brent ICE) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024, a serem pago em março do ano seguinte, conforme descrito abaixo:

Brent Médio (US\$MM)	2022	2023	2024	Total
Abaixo de \$50.....	0	0	0	0
Entre \$50 e \$55.....	10	10	5	25
Entre \$55 e \$60.....	15	15	10	40
Entre \$60 e \$65.....	20	20	15	55
Acima de \$65.....	27.5	27.5	30	85

Os valores serão atualizados em 1,5% a.a. sobre as parcelas diferidas. Sobre as parcelas contingentes, não incide atualização.

Potenciais aquisições de ativos da Petrobras

Pretendemos destinar cerca de 35% dos recursos líquidos provenientes da Oferta para potenciais aquisições de ativos da Petrobras. Temos por objetivo revitalizar campos terrestres 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.

Na data deste Prospecto, ainda não há uma posição definida sobre quais ativos serão efetivamente adquiridos por nós e nem quanto tempo tais potenciais negociações levarão para serem finalizadas.

Aumento da posição de caixa

Destinaremos cerca de 10% dos recursos líquidos provenientes da Oferta para capitalizar nossa Companhia e suas subsidiárias, em especial a Potiguar E&P S.A., proprietária do ativo Riacho da Forquilha, 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. Além disso, esta destinação gera uma redução do risco, principalmente de crédito, de nossa principal subsidiária.

A efetiva aplicação dos recursos obtidos por meio da Oferta depende de diversos fatores que a Companhia não pode garantir que virão a se concretizar, dentre os quais as condições de mercado então vigentes, nas quais baseia suas análises, estimativas e perspectivas atuais sobre eventos futuros e tendências. Os valores efetivamente utilizados e a escolha do momento da utilização do capital arrecadado, dependerão de uma série de fatores, incluindo os fatores de risco, descritos na seção “Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco Relativos à Companhia” na página 26 deste Prospecto e da seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência. Alterações nesses e em outros fatores podem nos obrigar a rever a destinação dos recursos líquidos quando de sua efetiva utilização.

Caso os recursos líquidos captados pela Companhia sejam inferiores à sua estimativa, sua aplicação será reduzida de forma a dar prioridade ao pagamento das aquisições de ativos da Petrobras realizadas e em curso, e na hipótese de serem necessários recursos adicionais, a Companhia poderá 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 a Companhia.

Um aumento (redução) de R\$1,00 no Preço por Ação, após a dedução das comissões, tributos e despesas estimados, aumentaria (reduziria) o valor dos recursos líquidos a serem captados na Oferta em R\$66.486,11 mil.

Para mais informações sobre o impacto dos recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Oferta na situação patrimonial da Companhia, veja a seção “Capitalização” na página 103 deste Prospecto.

CAPITALIZAÇÃO

A tabela a seguir apresenta a capitalização total da Companhia, correspondente a empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante) e patrimônio líquido da Companhia, em 31 de dezembro de 2020, indicando: (i) a posição histórica em 31 de dezembro de 2020; (ii) conforme ajustada por eventos subsequentes decorrentes da aquisição de Miranga; (iii) a posição ajustada pela Oferta para considerar os recursos líquidos a serem obtidos pela Companhia provenientes da Oferta (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), estimados em R\$1.153.205.177,77, após a dedução das comissões e das despesas, com base no ponto médio da Faixa Indicativa; e (iv) a posição ajustada pela Oferta para considerar os recursos líquidos a serem obtidos pela Companhia provenientes da Oferta (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), estimados em R\$1.560.432.622,86, após a dedução das comissões e das despesas, com base no ponto médio da Faixa Indicativa.

As informações descritas abaixo na coluna denominada “Histórico” foram extraídas das Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020. Os investidores devem ler a tabela abaixo em conjunto com as seções “3. Informações Financeiras Seleccionadas” e “10. Comentários dos Diretores” do Formulário de Referência da Companhia, anexo a este Prospecto.

	Em 31 de dezembro de 2020			
	Histórico	Ajustado pós Eventos Subsequentes	Ajustado pós Oferta ⁽¹⁾	Ajustado pós Oferta ⁽²⁾
<i>Em reais mil</i>				
Empréstimos (circulante).....	212.931	273.479	273.479	273.479
Empréstimos (não circulante).....	681.109	681.109	681.109	681.109
Patrimônio líquido.....	980.196	980.196	2.133.401	2.540.629
Capitalização Total⁽³⁾.....	1.874.236	1.934.784	3.087.989	3.495.217

⁽¹⁾ Ajustado para refletir: (i) os eventos subsequentes após 31 de dezembro 2020; e (ii) o recebimento de recursos líquidos da Oferta (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), estimados em R\$1.153.205.177,77, após a dedução das comissões e das despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta, no montante estimado de R\$71.794.822,23, calculado com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa.

⁽²⁾ Ajustado para refletir: (i) os eventos subsequentes após 31 de dezembro 2020; e (ii) o recebimento de recursos líquidos da Oferta (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), estimados em R\$1.560.432.622,86, após a dedução das comissões e das despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta, no montante estimado de R\$93.317.377,14, calculado com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa.

⁽³⁾ Capitalização total corresponde à soma dos empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante) e patrimônio líquido.

Um aumento ou uma redução de R\$1,00 no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, acarretaria em um aumento ou redução do valor do patrimônio líquido e da capitalização total da Companhia em R\$66.486,11 mil, após a dedução das comissões e das despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta.

O valor do patrimônio líquido da Companhia após a conclusão da oferta está sujeito, ainda, a ajustes decorrentes de alterações do Preço por Ação, bem como dos termos e condições gerais da oferta que somente serão conhecidas após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

Não houve alteração relevante na capitalização da Companhia desde 31 de dezembro 2020, exceto com relação aos eventos subsequentes mencionados acima.

DILUIÇÃO

Os investidores que participarem da Oferta sofrerão diluição imediata de seu investimento, calculada pela diferença entre o Preço por Ação e o valor patrimonial contábil por ação imediatamente após a conclusão da Oferta.

Em 31 de dezembro 2020, o valor do patrimônio líquido da Companhia era de R\$980.196 mil e o valor patrimonial por ação ordinária correspondia, considerando o Desdobramento das Ações, a R\$5,84. Os referidos valores patrimoniais por ação ordinária representam o valor do patrimônio líquido da Companhia, dividido pelo número total de ações ordinárias de sua emissão, considerando o Desdobramento das Ações.

Considerando a emissão das Ações (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) no âmbito da Oferta, com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, e após a dedução das comissões e das despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta, o patrimônio líquido da Companhia seria de R\$2.133.401 mil, representando um valor patrimonial de R\$8,97 por ação ordinária de emissão da Companhia. Isso significaria um aumento imediato no valor do patrimônio líquido por ação ordinária de R\$3,13 para os acionistas existentes e uma diluição imediata no valor do patrimônio líquido por ação ordinária de R\$8,53, que é equivalente a 48,79% do Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, para os novos investidores que subscreverem Ações no âmbito da Oferta.

Considerando a emissão das Ações (considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) no âmbito da Oferta, com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, e após a dedução das comissões e das despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta, o patrimônio líquido da Companhia seria de R\$2.540.629 mil, representando um valor patrimonial de R\$9,69 por ação ordinária de emissão da Companhia. Isso significaria um aumento imediato no valor do patrimônio líquido por ação ordinária de R\$3,85 para os acionistas existentes e uma diluição imediata no valor do patrimônio líquido por ação ordinária de R\$7,81, que é equivalente a 44,63% do Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, para os novos investidores que subscreverem Ações no âmbito da Oferta.

Essa diluição representa a diferença entre o Preço por Ação pago pelos investidores na Oferta e o valor patrimonial contábil por ação ordinária imediatamente após a Oferta. Para informações detalhadas acerca das comissões de distribuição e das despesas da Oferta, veja a Seção “Informações Sobre a Oferta – Custos de Distribuição”, página 56 deste Prospecto.

O quadro a seguir ilustra a diluição por ação ordinária de emissão da Companhia, com base em seu patrimônio líquido em 31 de dezembro 2020, sem considerar os impactos da realização da Oferta:

	Após a Oferta⁽¹⁾	Após a Oferta⁽²⁾
	<i>(em R\$, exceto percentagens)</i>	<i>(em R\$, exceto percentagens)</i>
Preço por Ação ⁽²⁾	17,50	17,50
Valor patrimonial contábil por ação ordinária em 31 de dezembro 2020	5,84	5,84
Valor patrimonial contábil por ação ordinária ajustado em 31 de dezembro 2020, considerando a conversão das ações preferenciais em ações ordinárias, Desdobramento das Ações e Oferta ⁽³⁾	8,97	9,69
Aumento do valor contábil patrimonial líquido por ação ordinária atribuído aos atuais acionistas	3,13	3,85
Diluição do valor patrimonial contábil por ação ordinária para os novos investidores ⁽³⁾	8,53	7,81
Percentual de diluição dos novos investidores⁽⁴⁾	48,74%	44,63%

(1) Sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

(2) Considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

(3) Calculado com base no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa.

(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.

O Preço por Ação a ser pago pelos investidores no contexto da Oferta não guarda relação com o valor patrimonial das ações ordinárias de emissão da Companhia e será 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 informações detalhadas sobre o procedimento de fixação do Preço por Ação e das condições da Oferta, veja seção “Informações Sobre a Oferta”, na página 50 deste Prospecto.

Um acréscimo ou redução de R\$1,00 no Preço por Ação de R\$17,50, que é o ponto médio da Faixa Indicativa, acarretaria em um aumento ou redução, após a conclusão da Oferta: (i) de R\$66.486 mil no valor do patrimônio líquido contábil da Companhia; (ii) de R\$0,72 no valor do patrimônio líquido contábil por ação ordinária de emissão da Companhia; e (iii) na diluição do valor patrimonial contábil por ação ordinária aos investidores desta Oferta em R\$7,81 por Ação; assumindo que o número de Ações estabelecido na capa deste Prospecto não sofrerá alterações e, após a dedução das comissões e das despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta. O valor do patrimônio líquido contábil da Companhia após a conclusão da Oferta está sujeito, ainda, a ajustes decorrentes de alterações do Preço por Ação, bem como dos termos e condições gerais da Oferta que somente serão conhecidas após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

Plano de Opções

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2014 e de 2016, a Companhia concedeu a colaboradores que ocupam posições estratégicas um plano de remuneração baseado em opções de ações. Cada opção de compra dos empregados podia ser convertida em uma ação ordinária da Companhia no momento do exercício da opção. Em virtude do desdobramento de ações de emissão da companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de abril de 2021, cada opção de compra objeto do plano passará a conceder ao beneficiário o direito de adquirir o número ajustado de 2 (duas) ações de emissão da Companhia. Nenhum valor é pago ou será pago pelo beneficiário no ato do recebimento da opção. As opções possuem um período de carência para exercício, sendo que a carência de um terço das opções vence a cada ano após a data da outorga. Passado o período de carência, as opções podem ser exercidas a qualquer momento até a data em que expiram.

Os seguintes contratos de pagamentos baseados em ações vigoraram durante o exercício de 31 de dezembro de 2020:

<i>Série de Opções</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Data de outorga</i>	<i>Data de validade</i>	<i>Preço de exercício R\$</i>	<i>Valor justo na data da outorga R\$</i>
Emitida em 10 de outubro de 2013	188.054	10/10/2013	09/10/2023	20,73	15,84
Emitida em 20 de agosto de 2014.....	215.743	20/08/2014	19/08/2024	21,41	16,99
Emitida em 13 de maio de 2016.....	195.000	13/05/2016	12/05/2026	14,81	11,93

Programa de Incentivo Consolidado

Os acionistas da Companhia aprovaram, em sede de Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de junho de 2016, o Programa de Incentivo para Executivos e, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de junho 2017, o Programa de Incentivo para Gestores, os quais foram consolidados no Programa de Incentivo Consolidado, aprovado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 1º de abril de 2021, que disciplina a concessão de incentivos de médio e longo prazo para os diretores estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas, a partir de atingimento de determinadas metas corporativas.

Nos termos do programa, a Companhia poderá recompensar os participantes mediante o atingimento das metas que lhes forem definidas, com os seguintes benefícios: (i) pagamento de bônus anual em dinheiro, (ii) entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia, em lote a ser determinado (“Lote Outorgado”), (iii) opção para subscrição adicional de ações ordinárias de emissão da Companhia, em lote de ações equivalente a até 50% das ações objeto do Lote Outorgado, (iv) outorga de ações diferidas, e/ou (v) *matching* de ações ordinárias de emissão da Companhia, isto é, a outorga de direito de subscrição de ações adicionais, condicionado ao exercício da respectiva opção de subscrição adicional, conforme indicado no item (iii).

O quadro a seguir ilustra a hipótese de diluição máxima, com base no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2020 e considerando a realização da Oferta, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

	Em R\$, exceto %
Preço por Ação ⁽¹⁾	17,50
Valor patrimonial por ação de nossa emissão em 31 de dezembro de 2020, considerando a conversão das ações preferenciais em ações ordinárias e Desdobramento das Ações	5,84
Valor patrimonial contábil por ação em 31 de dezembro de 2020 ajustado, considerando a conversão das ações preferenciais em ações ordinárias e Desdobramento das Ações, para refletir o Aumento de Capital e a Oferta	8,97
Valor patrimonial contábil por ação em 31 de dezembro de 2020 ajustado, considerando a conversão das ações preferenciais em ações ordinárias e Desdobramento das Ações, para refletir o Aumento de Capital, a Oferta, a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado	8,43
Aumento no valor patrimonial contábil por ação atribuído aos acionistas existentes, considerando a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado	2,59
Diminuição do valor patrimonial contábil por ação aos novos investidores, considerando a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado ⁽²⁾	9,07
Percentual de diluição imediata resultante do exercício da totalidade das opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado ⁽³⁾	51,83%

⁽¹⁾ Calculado com base no Preço por Ação de R\$17,50.

⁽²⁾ Para os fins aqui previstos, essa diluição representa a diferença entre o Preço por Ação pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação de emissão da Companhia imediatamente após a conclusão da Oferta.

⁽³⁾ 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.

O quadro a seguir ilustra a hipótese de diluição máxima, com base no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2020 e considerando a realização da Oferta, considerando as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

	Em R\$, exceto %
Preço por Ação ⁽¹⁾	17,50
Valor patrimonial por ação de nossa emissão em 31 de dezembro de 2020, considerando a conversão das ações preferenciais em ações ordinárias e Desdobramento das Ações	5,84
Valor patrimonial contábil por ação em 31 de dezembro de 2020 ajustado, considerando a conversão das ações preferenciais em ações ordinárias e Desdobramento das Ações, para refletir o Aumento de Capital e a Oferta	9,69
Valor patrimonial contábil por ação em 31 de dezembro de 2020 ajustado, considerando a conversão das ações preferenciais em ações ordinárias e Desdobramento das Ações, para refletir o Aumento de Capital, a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das Opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado	9,09
Aumento no valor patrimonial contábil por ação atribuído aos acionistas existentes, considerando a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado	3,25
Diminuição do valor patrimonial contábil por ação aos novos investidores, considerando a Oferta e a outorga e o exercício da totalidade das opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado ⁽²⁾	8,41
Percentual de diluição imediata resultante do exercício da totalidade das opções previstas no Plano de Opções e no Programa de Incentivo Consolidado ⁽³⁾	48,06%

⁽¹⁾ Calculado com base no Preço por Ação de R\$17,50.

⁽²⁾ Para os fins aqui previstos, essa diluição representa a diferença entre o Preço por Ação pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação de emissão da Companhia imediatamente após a conclusão da Oferta.

⁽³⁾ 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, a Companhia realizou os seguintes aumentos de capital, os quais foram subscritos por administradores, controladores ou detentores de opções em aquisições de ações da Companhia:

Data do Aumento	Natureza da Operação	Quantidade de Ações Ordinárias	Quantidade de Ações Preferenciais	Preço por Ação Ordinária (Reais)	Preço por Ação Preferencial (Reais)	Valor Total da Emissão (Reais)
03/06/2016	Aumento de Capital Social	0	165.307	N/A	R\$14,81	R\$2.448.196,67
25/04/2017	Aumento de Capital Social	0	143.595	N/A	R\$11,406731	R\$1.637.949,54
28/06/2017	Aumento de Capital Social	0	24.000	N/A	R\$11,406731	R\$273.761,54
17/04/2018	Aumento de Capital Social	0	175.578	N/A	R\$8,958469	R\$1.572.910,07
25/03/2019	Aumento de Capital Social	45.228.485	492.543	R\$13,560498	R\$13,560498	R\$619.999.908,75
27/05/2019	Aumento de Capital Social	8.349.000	16.523	R\$13,560498	R\$13,560498	R\$113.440.657,96
30/12/2019	Aumento de Capital Social	27.291.844	21.635	R\$13,560498	R\$13,560498	R\$378.927.491,08
30/06/2020	Aumento de Capital Social	0	74.801	N/A	R\$13,560498	R\$1.014.338,82
27/08/2020	Aumento de Capital Social	0	142.916	N/A	R\$13,767723	R\$1.967.627,90

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ANEXOS

- (A) ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA**
- (B) ATA DA ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA, REALIZADA EM 23 DE FEVEREIRO DE 2021, QUE APROVOU A REALIZAÇÃO DA OFERTA**
- (C) MINUTA DA ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO QUE APROVARÁ O PREÇO POR AÇÃO E O AUMENTO DO CAPITAL SOCIAL**
- (D) DECLARAÇÕES DA COMPANHIA E DO COORDENADOR LÍDER PARA FINS DO ART. 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400**
- (E) DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA REFERENTES AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018**
- (F) RELATÓRIO SOBRE RESERVAS E RECURSOS CONTIGENTES REFERENTE AO POLO RIACHO DA FORQUILHA, DATADO DE 21 DE JANEIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI**
- (G) RELATÓRIO SOBRE RECURSOS CONTIGENTES REFERENTE AO CAMPO MIRANGA, DATADO DE 22 DE FEVEREIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI**
- (H) RELATÓRIO SOBRE RESERVAS E RECURSOS CONTIGENTES REFERENTE AOS CAMPOS DO POLO REMANSO E DOS CAMPOS DE LAGOA DO PAULO, LAGOA DO PAULO SUL, LAGOA DO PAULO NORTE, JURITI E ACARÁ-BURIZINHO, DATADO DE 20 DE JANEIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI**
- (I) CARTA ADICIONAL CONSIDERANDO APRESENTAÇÃO DE TABELAS QUE MOSTRAM, POR ATIVO E TOTAL, (A) RESERVAS PROVADAS (1P) E RECURSOS CONTINGENTES DE BAIXA ESTIMATIVA (1C) E (B) RESERVAS PROVADAS + PROVÁVEIS (2P) E RECURSOS CONTINGENTES DE MELHOR ESTIMATIVA (2C), PREPARADA PELA NSAI**
- (J) FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA NOS TERMOS DA INSTRUÇÃO CVM 480**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(A) ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



PETRORECÔNCAVO S.A.
CNPJ/ME: 03.342.704/0001-30
NIRE 293.000.241-71

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I DENOMINAÇÃO, SEDE, DURAÇÃO E OBJETO

ARTIGO 1º – A PETRORECÔNCAVO S.A. (“Companhia”) é uma sociedade por ações de capital autorizado, que se rege pelo presente Estatuto, pelo Regulamento do Novo Mercado expedido pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (“Regulamento do Novo Mercado” e “B3”, respectivamente) e pelas disposições legais e regulamentares aplicáveis às companhias abertas, bem como pela Lei das Sociedades por Ações (conforme definido no Artigo 6º abaixo).

Parágrafo Único – Com a admissão da Companhia no segmento especial de listagem denominado Novo Mercado, sujeitar-se-ão a Companhia, seus acionistas (incluindo seus acionistas controladores, na hipótese de sua existência), administradores e membros do Conselho Fiscal, quando instalado, às disposições do Regulamento do Novo Mercado da B3.

ARTIGO 2º – A Companhia tem por objeto a realização de atividades relacionadas a exploração, desenvolvimento, produção e comercialização de petróleo, gás natural, hidrocarbonetos e outras fontes de energia, no Brasil ou no exterior, diretamente ou através de subsidiárias e outras sociedades, consórcios, empreendimentos e outras formas de associação, podendo desenvolver, dentre outras atividades afins:

- (a) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos;
- (b) a operação de campos produtores de petróleo e gás natural próprios, instalações e equipamentos associados, incluindo os campos cujas concessões forem outorgadas à Companhia pela Agência Nacional do Petróleo – ANP;
- (c) a prestação de serviços de operação de campos produtores de petróleo e gás natural de terceiros;
- (d) a prestação de serviços técnicos e outros serviços no setor de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes, de gás em geral e outras fontes de energia, incluindo reabilitação e rejuvenescimento de campos maduros e marginais, reativação de jazidas de hidrocarbonetos, perfuração de poços para terceiros, estimulação de poços,



acidificação, desparafinação e outros serviços correlatos, assim como o transporte, o tratamento, a entrega e a venda da produção;

- (e) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;
- (f) a consecução de projetos de engenharia, a construção e a operação de dutos para escoamento ou transporte de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;
- (g) a construção, manutenção e operação de terminais marítimos ou terrestres, explorando as atividades relacionadas, direta ou indiretamente, aos serviços de transporte e armazenagem de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;
- (h) o planejamento logístico, a operação e a manutenção de bases de distribuição, serviços de engenharia e geotécnica relacionados à indústria do petróleo e a seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;
- (i) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica oriunda de diversas fontes; e
- (j) a realização de outras atividades relacionadas à exploração, desenvolvimento, produção, refinamento e transporte de petróleo, gás natural, hidrocarbonetos e outras formas ou fontes de energia.

Parágrafo Único – A Companhia poderá desenvolver diretamente ou indiretamente outras atividades afins ou complementares ao objeto expresso neste Artigo 2º.

ARTIGO 3º – A Companhia tem sede na Cidade de Mata de São João, Estado da Bahia, na Estrada do Vinte Mil, km 3,5, Estação São Roque (parte), CEP 48280-000, e pode, mediante decisão de seu Conselho de Administração, abrir, encerrar ou transferir filiais, agências, depósitos, escritórios e quaisquer outros estabelecimentos em qualquer lugar no território nacional ou no exterior.

ARTIGO 4º – A Companhia terá prazo de duração indeterminado.

CAPÍTULO II CAPITAL SOCIAL E AÇÕES

ARTIGO 5º – O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado, é de R\$674.941.437,37 (seiscentos e setenta e quatro milhões, novecentos e quarenta e um mil, quatrocentos e trinta e sete reais e trinta e sete centavos), dividido em 167.823.532 (cento e sessenta e sete milhões, oitocentas e vinte e três mil, quinhentas e trinta e duas) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.



Parágrafo Primeiro – Cada ação ordinária terá direito a um voto na Assembleia Geral. A propriedade das ações será comprovada pelo registro existente na conta do acionista junto à instituição depositária.

Parágrafo Segundo – As ações escriturais de emissão da Companhia serão mantidas em conta de depósito, junto a instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), em nome de seus titulares, sem emissão de certificados. O custo de transferência e averbação, assim como o custo do serviço relativo às ações escriturais poderá ser cobrado diretamente do acionista pela instituição escrituradora, conforme venha a ser definido no contrato de escrituração de ações.

ARTIGO 6º – A Companhia fica autorizada a aumentar o seu capital social, por deliberação do Conselho de Administração e independente de reforma estatutária, até o limite de R\$2.750.000.000,00 (dois bilhões e setecentos e cinquenta milhões de reais), mediante emissão de novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo Primeiro – Na hipótese de qualquer aumento de capital mediante a emissão de novas ações até o limite do capital autorizado, o Conselho de Administração fixará o preço de emissão, o prazo para integralização das ações subscritas e as demais condições para a emissão.

Parágrafo Segundo – Desde que realizado dentro do limite do capital autorizado, o Conselho de Administração poderá ainda: (i) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a emissão de bônus de subscrição, de debêntures e de quaisquer outros títulos conversíveis; e (ii) aprovar aumento do capital social mediante a capitalização de lucros ou reservas, com ou sem bonificação em ações.

Parágrafo Terceiro – Dentro do limite do capital autorizado e de acordo com quaisquer planos aprovados pela Assembleia Geral, o Conselho de Administração poderá outorgar opção de compra ou de subscrição de ações a seus administradores e empregados (“Empregados”), assim como a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia e aos administradores e Empregados de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência para os acionistas.

Parágrafo Quarto – As emissões de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta pública de aquisição de controle nos termos dos Artigos 257 a 263 da Lei nº 6.404/76 com suas alterações posteriores (“Lei das Sociedades por Ações”) poderão ser aprovadas pelo Conselho de Administração, observado o limite do capital autorizado, com exclusão ou redução do prazo para exercício do direito de preferência, nas hipóteses previstas no Artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações. Não haverá direito de preferência na outorga e no exercício de opção de compra ou subscrição de ações, na forma do disposto no parágrafo 3º do Artigo 171 da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Quinto – É vedado à Companhia emitir partes beneficiárias e ações preferenciais.

Parágrafo Sexto – A Companhia poderá, mediante deliberação do Conselho de Administração, promover o resgate de ações da Companhia, conforme aprovado em



Assembleia Geral convocada especificamente para esse fim, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Sétimo - Nos casos previstos em lei, o valor de reembolso das ações a ser pago pela Companhia aos acionistas dissidentes de deliberação da Assembleia Geral que tenham exercido direito de retirada, deverá corresponder ao valor econômico de tais ações, a ser apurado em laudo de avaliação nos termos dos parágrafos 3º e 4º do Artigo 45 da Lei das Sociedades por Ações.

CAPÍTULO III ASSEMBLEIA GERAL

ARTIGO 7º – A Assembleia Geral é o órgão deliberativo da Companhia e reunir-se-á: (i) ordinariamente, dentro dos 4 (quatro) meses subsequentes ao final de cada exercício social, para tratar dos assuntos constantes do Artigo 132 da Lei das Sociedades por Ações, e (ii) extraordinariamente, sempre que os interesses da Companhia assim requerirem.

Parágrafo Primeiro – A Assembleia Geral será convocada pelo Presidente ou pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração ou, nos casos previstos em lei, por acionistas ou pelo Conselho Fiscal, se e quando instalado, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência, e a segunda convocação com antecedência mínima de 8 (oito) dias, observado, ainda, o disposto na regulamentação da CVM.

Parágrafo Segundo – Qualquer Assembleia Geral convocada para permitir que os acionistas deliberem e votem sobre o cancelamento de registro de companhia aberta ou a saída da Companhia do Novo Mercado, deverá ser convocada com, no mínimo, 30 (trinta) dias de antecedência.

Parágrafo Terceiro - Cada Assembleia Geral será presidida pelo Presidente do Conselho de Administração da Companhia ou, na sua ausência e de seu suplente, pelo Vice-Presidente. Ausente também o Vice-Presidente e seu suplente, a Assembleia Geral será presidida por pessoa designada por escrito pelo Presidente do Conselho de Administração. Na ausência do Presidente e do Vice-Presidente do Conselho de Administração e respectivos suplentes, cumulada com a ausência de designação por escrito de outra pessoa para presidir a Assembleia nos termos deste Parágrafo, o Presidente da Assembleia será escolhido pela maioria dos acionistas presentes. O Presidente da Assembleia convidará um dos presentes para atuar como secretário.

Parágrafo Quarto – A Assembleia Geral só poderá deliberar sobre assuntos da ordem do dia, constantes do respectivo edital de convocação, ressalvadas as exceções previstas na Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Quinto – As deliberações da Assembleia Geral serão tomadas pelo voto favorável de acionistas que representem a maioria do capital votante da Companhia presente à Assembleia, não computados os votos em branco e as abstenções, ressalvadas as exceções previstas em lei ou neste Estatuto Social.



Parágrafo Sexto – As deliberações da Assembleia Geral serão registradas em atas lavradas na forma da lei, que poderão, caso assim aprovado na Assembleia Geral em questão, ser lavradas na forma de sumário dos fatos ocorridos e publicadas com omissão das assinaturas, sendo suficiente para sua validade a assinatura de quantos acionistas bastem para constituir o quórum requerido para a deliberação.

ARTIGO 8º – Compete à Assembleia Geral, além das atribuições conferidas por lei e regulamentos aplicáveis por este Estatuto Social:

- (a) tomar as contas dos administradores, bem como examinar, discutir e aprovar as demonstrações financeiras;
- (b) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do resultado do exercício e a distribuição de dividendos;
- (c) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado;
- (d) fixar a remuneração global anual dos administradores, assim como a dos membros do Conselho Fiscal, se instalado;
- (e) aprovar planos de concessão de ações ou de outorga de opção de compra de ações aos administradores e Empregados da Companhia ou de suas controladas;
- (f) alterar o Estatuto Social;
- (g) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a dissolução, liquidação, fusão, cisão, incorporação da Companhia ou de qualquer sociedade na Companhia;
- (h) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a aquisição, pela Companhia, de ações de sua própria emissão para manutenção em tesouraria ou seu cancelamento, nas hipóteses cuja aprovação em Assembleia Geral seja prescrita na regulamentação em vigor;
- (i) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre pedido de falência, recuperação judicial ou extrajudicial e início e cessação do estado de liquidação da Companhia;
- (j) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a transformação da Companhia em outro tipo societário;
- (k) atribuir bonificações em ações e deliberar sobre grupamentos e desdobramentos de ações;
- (l) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre qualquer outra matéria que venha a ser submetida pelo Conselho de Administração;
- (m) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a saída da Companhia do Novo Mercado da B3; e



(n) dispensar a realização de oferta pública de aquisição ações (“OPA”), como requisito para a saída da Companhia do Novo Mercado.

Parágrafo Primeiro – A deliberação a que se refere a alínea (m) deste Artigo deverá ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas titulares das ações em circulação presentes à assembleia, não se computando os votos em branco, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 2/3 (dois terços) do total de ações em circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas titulares das ações em circulação.

Parágrafo Segundo – A deliberação a que se refere a alínea (n) deste Artigo deverá contar com a concordância expressa de acionistas que representem, no mínimo, 1/3 (um terço) do total de ações em circulação, nos termos do Artigo 43, inciso II, do Regulamento do Novo Mercado e do Artigo 34 deste Estatuto Social.

CAPÍTULO IV ADMINISTRAÇÃO

Seção I: Disposições comuns aos órgãos da administração

ARTIGO 9º – A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, na forma da Lei das Sociedades por Ações e deste Estatuto Social.

Parágrafo Primeiro – A Assembleia Geral fixará o montante global anual da remuneração dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração fixar a remuneração individual de cada membro da Diretoria e do próprio Conselho de Administração, observado o limite global estabelecido pela Assembleia Geral.

Parágrafo Segundo – Os administradores serão investidos nos seus cargos mediante assinatura de termo de posse, na forma da lei, até 30 (trinta) dias após a eleição e estão dispensados de prestação de garantia de gestão. O termo de posse deverá contemplar a sujeição dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria à cláusula compromissória referida no Artigo 36 deste Estatuto Social, bem como sua declaração de que (i) não está impedido de exercer a administração de sociedades, por lei especial, ou em virtude de condenação criminal, falimentar, de prevaricação, peita ou suborno, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública ou a propriedade, ou a pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos, como previsto no parágrafo 1º do Artigo 147 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) atende ao requisito de reputação ilibada, conforme estabelecido pelo parágrafo 3º do Artigo 147 da Lei das Sociedades por Ações; e (iii) não ocupa cargo em sociedades que possam ser consideradas concorrentes da Companhia, nem representa interesse conflitante com o da Companhia, na forma dos incisos I e II do parágrafo 3º do Artigo 147 da Lei das Sociedades por Ações, observada ainda a possibilidade de dispensa pela Assembleia Geral prevista na mesma lei. A posse dos administradores estará condicionada, ainda, à prévia subscrição do Termo de Anuência dos administradores previsto no Regulamento do Novo Mercado.

Parágrafo Terceiro – Sem prejuízo das demais obrigações e responsabilidades previstas em lei, os membros do Conselho de Administração e da Diretoria estão obrigados a manter



reserva sobre todos os negócios da Companhia, devendo, a menos que de outra forma permitido pelo Conselho de Administração, tratar como sigilosas todas as informações a que tenham acesso e que digam respeito à Companhia, seus negócios, funcionários, administradores, acionistas ou contratados e prestadores de serviços, obrigando-se a usar tais informações somente no exclusivo e melhor interesse da Companhia. Quando necessário, o Conselho de Administração poderá indicar expressamente as hipóteses em que as informações poderão ser prestadas, mesmo que desobedeça ao dever de sigilo.

ARTIGO 10 – A Companhia não indenizará seus administradores por (i) atos praticados fora do exercício das atribuições ou poderes; (ii) atos com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude; (iii) atos praticados em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (iv) indenizações decorrentes de ação social prevista no Artigo 159 da Lei das Sociedades por Ações ou ressarcimento de prejuízos de que trata o Artigo 11, parágrafo 5º, II, da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976; e (v) outros excludentes de indenização previstos em contrato de indenidade firmado com seus administradores.

ARTIGO 11 – Caso seja condenado, por decisão judicial, arbitral ou administrativa transitada em julgado ou da qual não caiba mais recurso, em virtude de atos praticados (i) fora do exercício de suas atribuições; (ii) com má-fé, dolo, culpa grave ou mediante fraude; ou (iii) em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da Companhia, os administradores deverão ressarcir a Companhia de todos os custos e despesas incorridos com a assistência jurídica, bem como de eventual indenização paga antecipadamente ao trânsito em julgado, nos termos da legislação em vigor.

ARTIGO 12 – As condições e as limitações da indenização objeto deste Artigo serão determinadas em contrato de indenidade, cujo modelo padrão deverá ser aprovado pelo Conselho de Administração, sem prejuízo da contratação de seguro específico para a cobertura de riscos de gestão.

Seção II: O Conselho de Administração

ARTIGO 13 – O Conselho de Administração será composto por 7 (sete) membros efetivos e respectivos suplentes (observado o disposto na parte final do Parágrafo Primeiro deste Artigo 13 quanto à suplência dos conselheiros independentes), acionistas ou não, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Caberá ao próprio Conselho de Administração indicar, sempre na primeira reunião após a Assembleia Geral que deliberar sobre a eleição de seus membros, os conselheiros que exercerão os cargos de Presidente e de Vice-Presidente do Conselho de Administração para o respectivo mandato.

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 elege, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) membro(s) do Conselho de Administração eleito(s) mediante a faculdade prevista no Artigo 141, parágrafo 4º da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador. Excepcionalmente para os conselheiros independentes, não será necessário que o número de



suplentes seja idêntico aos dos efetivos, podendo ser eleito(s) neste caso suplente(s) em número inferior ao número de membros efetivos, que poderá(ão) acumular a suplência em relação a mais de um membro efetivo.

Parágrafo Segundo – Quando, em decorrência da observância do percentual referido no Parágrafo Primeiro deste Artigo, resultar número fracionário de conselheiros, a Companhia deve proceder ao arredondamento para o número inteiro imediatamente superior, nos termos do Regulamento do Novo Mercado.

Parágrafo Terceiro – Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente ou principal executivo da Companhia não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

Parágrafo Quarto – O Presidente do Conselho de Administração, e, na ausência do Presidente, o Vice-Presidente, terá os seguintes deveres e obrigações, além de quaisquer outros deveres e responsabilidades constantes deste Estatuto ou da legislação e regulamentação aplicáveis:

- (i) convocar reuniões do Conselho de Administração, inclusive mediante solicitação de qualquer membro do Conselho de Administração e da Assembleia Geral, nos casos previstos em lei;
- (ii) presidir as reuniões do Conselho de Administração e a Assembleia Geral; e
- (iii) elaborar a ordem do dia para as reuniões do Conselho de Administração e da Assembleia Geral.

Parágrafo Quinto – Havendo suplentes, estes substituirão os conselheiros em suas ausências ou impedimentos temporários. Ocorrendo vacância, renúncia ou impedimento permanente (morte, invalidez permanente, interdição etc.) de qualquer membro do Conselho de Administração, este será substituído por seu respectivo suplente, que servirá até o final do mandato. Na falta de suplente, a maioria dos membros do Conselho de Administração nomeará um conselheiro substituto, nos termos do Artigo 150 da Lei das Sociedades por Ações, para ocupar a vaga até a primeira Assembleia Geral Ordinária.

Parágrafo Sexto – Sempre que a eleição para o Conselho de Administração for realizada pelo regime de voto múltiplo, a destituição, pela Assembleia Geral, de qualquer membro titular do Conselho de Administração eleito pelo regime de voto múltiplo implicará a destituição dos demais membros do Conselho de Administração também eleitos pelo regime de voto múltiplo, procedendo-se, conseqüentemente, à nova eleição; nos demais casos de vacância aplicar-se-á o disposto no Parágrafo Sexto.

ARTIGO 14 – Ressalvado o disposto no Parágrafo Quinto deste Artigo e a possibilidade de eleição em separado nas hipóteses legais, a eleição dos membros do Conselho de Administração dar-se-á pelo sistema de chapas.



Parágrafo Primeiro – Na eleição de que trata este Artigo, somente poderão concorrer as chapas: (i) indicadas pelo Conselho de Administração; ou (ii) que sejam indicadas, na forma prevista no Parágrafo Segundo deste Artigo, por qualquer acionista ou conjunto de acionistas.

Parágrafo Segundo – Os acionistas ou conjunto de acionistas que desejarem propor chapa para concorrer aos cargos no Conselho de Administração deverão, juntamente com a proposta de chapa, a ser apresentada nos termos da regulamentação vigente, encaminhar ao Conselho de Administração as informações requeridas pela regulamentação vigente acerca de cada um dos candidatos que compuserem a chapa.

Parágrafo Terceiro – É vedada a apresentação de mais de uma chapa pelo mesmo acionista. Não obstante, uma mesma pessoa poderá integrar duas ou mais chapas, inclusive aquela indicada pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Quarto – Cada acionista somente poderá votar em uma chapa e serão declarados eleitos os candidatos da chapa que receber maior número de votos na Assembleia Geral.

Parágrafo Quinto – Na hipótese de eleição dos membros do Conselho de Administração pelo processo de voto múltiplo, cada integrante das chapas apresentadas na forma deste Artigo será considerado um candidato para o cargo de conselheiro.

Parágrafo Sexto – Não poderão ser eleitos para o Conselho de Administração aqueles que (i) figurem como acionistas controladores em sociedades que possam ser consideradas concorrentes no mercado em que atua a Companhia; e (ii) ocupem cargos em sociedades que possam ser consideradas concorrentes no mercado em que atua a Companhia, em especial em conselhos consultivos, de administração ou fiscal; e/ou (iii) tenham interesse conflitante com a Companhia, salvo nos casos expressamente aprovados pela Assembleia Geral.

Parágrafo Sétimo – Não poderão votar nas matérias submetidas às reuniões do Conselho de Administração os conselheiros que estiverem em conflito de interesse com o da Companhia.

ARTIGO 15 – O Conselho de Administração reunir-se-á ordinariamente uma vez por bimestre, nas datas a serem fixadas na primeira reunião realizada em cada exercício, e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Presidente do Conselho de Administração (ou, na ausência deste, pelo Vice-Presidente). Todas as reuniões extraordinárias serão convocadas com aviso prévio de, no mínimo, 5 (cinco) dias úteis. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas sem a observância do prazo acima, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho.

Parágrafo Primeiro – As convocações para cada reunião e todos os documentos necessários para apreciação das matérias constantes da ordem do dia (tanto para reuniões ordinárias como extraordinárias) serão enviadas por e-mail aos membros do Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo – Independentemente das formalidades previstas neste Artigo, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os conselheiros por si ou representados na forma deste Estatuto.



ARTIGO 16 – As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros em exercício, sendo considerado como presente aquele que tenha enviado seu voto por escrito. O Conselho de Administração deliberará por maioria de votos dos membros presentes, não tendo o Presidente e o Vice-Presidente voto de desempate na hipótese de empate em qualquer reunião do Conselho de Administração.

Parágrafo Primeiro – Todas as discussões e deliberações havidas nas reuniões do Conselho de Administração, ressalvadas as deliberações que, por força de lei, da regulamentação aplicável, deste Estatuto ou por decisão do próprio Conselho de Administração devam ser tornadas públicas, terão caráter confidencial, e cada conselheiro deverá observar e cumprir estritamente com a confidencialidade a respeito das discussões e deliberações, a menos que de outra forma seja permitido pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo – As atas das reuniões do Conselho de Administração serão lavradas no livro próprio e serão assinadas pelos conselheiros presentes à reunião correspondente.

Parágrafo Terceiro – Caso ocorra ausência ou incapacidade temporária de qualquer membro do Conselho de Administração, este será substituído por seu suplente, se houver, ou poderá designar, por escrito, outro membro para representá-lo em uma reunião específica, e o conselheiro assim designado poderá exercer o voto do conselheiro ausente ou incapacitado, além de seu próprio.

Parágrafo Quarto – As atas das reuniões do Conselho de Administração em que Diretores sejam eleitos ou destituídos, as atribuições dos Diretores sejam estabelecidas, ou deliberações sejam aprovadas que afetem terceiros, serão arquivadas na Junta Comercial do estado competente e publicadas na imprensa, conforme disposto na lei.

Parágrafo Quinto – As reuniões do Conselho de Administração serão realizadas, preferencialmente, na sede da Companhia, podendo ser indicado outro local para sua realização conforme estabelecido na convocação a ser enviada aos seus membros. Serão admitidas reuniões por meio de teleconferência ou videoconferência, sendo que os conselheiros que participem por qualquer de tais meios serão considerados presentes. Nesse caso, os membros do Conselho de Administração que participarem remotamente da reunião poderão expressar seus votos, na data da reunião, por meio de carta ou fac-símile ou correio eletrônico digitalmente certificado, estando o Presidente da reunião, ante o recebimento do voto escrito, autorizado a assinar a ata em nome do conselheiro que participou remotamente da reunião. Será admitida, ainda, a gravação e a degravação das reuniões do Conselho de Administração, desde que expressamente autorizado por todos os participantes.

ARTIGO 17 – O Conselho de Administração tem por função primordial estabelecer as diretrizes fundamentais da política geral da Companhia, as quais deverão ser observadas pela Diretoria. Nesse sentido, além das atribuições previstas em lei, competirá exclusivamente ao Conselho de Administração deliberar sobre as seguintes matérias:

- (a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- (b) cumprir e fazer cumprir este Estatuto, as deliberações da Assembleia Geral e os princípios e procedimentos de governança corporativa;



- (c) eleger e destituir os Diretores da Companhia, bem como fixar-lhes as atribuições, respeitadas as disposições deste Estatuto Social;
- (d) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e documentos da Companhia, solicitar informações sobre contratos ou negócios celebrados ou em vias de celebração, e quaisquer outros atos necessários à fiscalização;
- (e) manifestar-se sobre os relatórios da administração e as contas da Diretoria;
- (f) propor à Assembleia Geral a atribuição de participação nos lucros aos administradores ou Empregados da Companhia e proceder à respectiva distribuição, nos limites fixados pela Assembleia Geral;
- (g) atribuir, em caso de a Assembleia Geral ter aprovado a remuneração do Conselho de Administração e da Diretoria em montante global, os honorários mensais de cada um dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria;
- (h) estabelecer as condições e regras (i) para a outorga de opção de compra de ações, nos limites e de acordo com o Plano de Opção de Compra de Ações aprovado pela Assembleia Geral, (ii) para a outorga de ações de acordo com o Programa de Incentivo Consolidado da Companhia (o "Programa de Incentivo Consolidado"), incluindo a escolha e quantificação das metas definidas nos limites do Programa de Incentivo Consolidado, e (iii) para a administração, organização e cumprimento das disposições do Plano de Opção de Compra de Ações e do Programa de Incentivo Consolidado, caso não sejam criados comitês com essa finalidade;
- (i) criar comitês e comissões técnicas ou de aconselhamento, permanentes ou temporários, bem como eleger seus membros;
- (j) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a assunção de qualquer compromisso financeiro por prazo superior a 24 (vinte e quatro) meses ou cujo valor agregado, no curso de um mesmo exercício social, supere a importância de R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), incluindo, sem limitar, a contratação de financiamentos, mútuos, locação ou leasing de ativos;
- (k) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a compra, venda, hipoteca ou locação pela Companhia de qualquer participação em imóveis ou substâncias petrolíferas in situ, bem como de quaisquer bens, direitos ou conjunto de bens ou direitos cujo valor agregado, no caso de um mesmo exercício social, seja superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (l) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a aquisição, a alienação ou a oneração de bens do ativo permanente cujo valor individual ou agregado, em uma única operação ou em operações sucessivas no curso de um mesmo exercício social, seja superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (m) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a contratação de serviços e obras com terceiros, com valores iguais ou superiores a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);



- (n) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a emissão de notas promissórias comerciais para distribuição pública, nos termos da regulamentação aplicável;
- (o) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a constituição de ônus reais e a prestação de garantias a obrigações próprias cujo valor individual ou agregado, em uma única operação ou em operações sucessivas no curso de um mesmo exercício social, seja igual ou superior R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (p) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a prestação de garantias a obrigações de terceiros, independentemente do valor, ressalvadas garantias prestadas a obrigações assumidas por controladas ou subsidiárias integrais da companhia, cuja prestação não dependerá de aprovação do Conselho de Administração, desde que observado o disposto no item (o) acima;
- (q) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a aquisição das ações de emissão da própria Companhia para cancelamento ou manutenção em tesouraria;
- (r) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a alienação ou o cancelamento das ações de emissão da própria Companhia que, por qualquer motivo, permanecerem em tesouraria;
- (s) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre o aumento do capital da Companhia até o limite do capital autorizado, mediante a emissão de ações ou bônus de subscrição;
- (t) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real ou debêntures conversíveis em ações até o limite do capital autorizado;
- (u) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a exclusão do direito de preferência na emissão de ações, debêntures conversíveis ou bônus de subscrição cuja colocação seja feita mediante a venda em bolsa ou subscrição pública, conforme previsto no Artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações;
- (v) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre quaisquer associações envolvendo a Companhia, inclusive a celebração de consórcio ou joint venture e a celebração de acordos de acionistas;
- (w) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre o pagamento ou crédito de juros sobre o capital próprio aos acionistas, bem como sobre a distribuição de dividendos intermediários, observados os termos da legislação aplicável e deste Estatuto Social;
- (x) escolher, substituir e destituir os auditores independentes da Companhia;
- (y) criar e extinguir filiais, sucursais, agências e escritórios em qualquer parte do território nacional;



- (z) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a criação e a extinção de subsidiárias e participação no capital de qualquer outra sociedade, empresa ou entidade semelhante, incluindo consórcios;
- (aa) instruir o voto dos representantes da Companhia nos Conselhos de Administração e nas Assembleias Gerais de controladas e coligadas;
- (bb) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar o plano de negócios e o orçamento da Companhia;
- (cc) definir a empresa especializada em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia nos casos de OPA para cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado;
- (dd) 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 da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, com possibilidade de pedido de extensão por igual prazo se julgar necessário, que deverá abordar, no mínimo (a) 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; (b) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (c) alternativas à aceitação da oferta pública de aquisição disponíveis no mercado; (d) o valor econômico da Companhia e (e) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela CVM;
- (ee) exercer outras atribuições legais ou que lhe sejam conferidas pela Assembleia Geral, bem como resolver os casos omissos ou não previstos neste Estatuto;
- (ff) aprovar previamente as transações envolvendo partes relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for menor, conforme previsto nas políticas corporativas da Companhia e na regulamentação aplicável; e
- (gg) aprovar orçamentos próprios para a área de Auditoria Interna e para o Comitê de Auditoria, conforme aplicável.

Parágrafo Único – Os valores mencionados neste Artigo serão, a partir da aprovação deste Estatuto, corrigidos anualmente pelo índice IGP-M da Fundação Getúlio Vargas ou por outro índice equivalente que venha a substituí-lo.

Seção III: Diretoria

ARTIGO 18 – A Diretoria será composta por no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) diretores, acionistas ou não, residentes no país, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, um Diretor de Operações e os demais Diretores



sem designação específica. São obrigatórios os cargos de Diretor Presidente, de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e de Diretor de Operações.

Parágrafo Primeiro – Os membros da Diretoria serão eleitos e destituídos, a qualquer tempo, pelo Conselho de Administração. O mandato dos membros da Diretoria será unificado e terá prazo de 2 (dois) anos, sendo admitida a reeleição.

Parágrafo Segundo – Cabe aos membros da Diretoria, atuando individual e colegiadamente, gerenciar a administração rotineira da Companhia e implementar as resoluções aprovadas pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro – Incumbe, especificamente, à Diretoria, como colegiado, sem prejuízo das outras atribuições conferidas por lei:

- (a) considerar e fazer recomendações ao Conselho de Administração, referentes à estrutura básica da organização da Companhia e às atribuições das unidades da Companhia, observado este Estatuto;
- (b) elaborar e submeter ao Conselho de Administração para aprovação as regras e regulamentos para o bom funcionamento da Companhia, observado este Estatuto;
- (c) elaborar e submeter à aprovação do Conselho de Administração o plano de negócios e orçamento anual da Companhia, bem como outros planos ou orçamentos eventualmente solicitados pelo Conselho de Administração, conforme disposto na letra (dd) do Artigo 17 deste Estatuto;
- (d) elaborar e submeter à aprovação do Conselho de Administração uma política de pessoal (cargos e salários) referente aos Empregados da Companhia;
- (e) submeter à aprovação do Conselho de Administração todos os atos que dependam de sua aprovação, nos termos deste Estatuto;
- (f) apresentar ao Conselho de Administração os atos que devam ser submetidos à Assembleia Geral;
- (g) elaborar o Relatório Anual, as demonstrações financeiras e todos os outros documentos a serem submetidos à Assembleia Geral;
- (h) fazer recomendações ao Conselho de Administração sobre a abertura, transferência e encerramento de escritórios, filiais e outras instalações da Companhia; e
- (i) desempenhar todas as outras funções previstas em lei e na regulamentação aplicável, neste Estatuto, nas reuniões do Conselho de Administração e nos documentos corporativos da Companhia, sempre observando os princípios e procedimentos de governança corporativa.

Parágrafo Quarto – A submissão ao Conselho de Administração das matérias relacionadas acima será feita por intermédio do Diretor Presidente, ou por qualquer outro Diretor que tenha sido apontado pela Diretoria.



Parágrafo Quinto – O Relatório Anual de administração a que se refere a alínea (g) deste Artigo deverá mencionar um sumário das práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia.

Parágrafo Sexto – Competem aos Diretores sem designação específica todos os demais atos de gestão da Companhia que não tenham sido especificamente atribuídos a ocupantes de outros cargos de Diretor, conforme atribuições que poderão ser definidas pelo Conselho de Administração.

ARTIGO 19 – Caberá ao Diretor Presidente, observadas quaisquer restrições explícita ou implicitamente previstas neste Estatuto ou em qualquer resolução do Conselho de Administração:

- (a) gerenciar e supervisionar os negócios da Companhia e executar e fazer executar as resoluções do Conselho de Administração e da Assembleia Geral, aprovadas de acordo com este Estatuto e as disposições legais aplicáveis;
- (b) coordenar e supervisionar as atividades da Companhia em negociações estratégicas com quaisquer terceiros, inclusive a Petrobras ou qualquer entidade governamental ou em qualquer outro tipo de negociações no tocante a matérias de importância crítica em relação aos negócios sociais;
- (c) conduzir as negociações em qualquer controvérsia ou disputa envolvendo a Companhia e terceiros (exceto qualquer controvérsia ou disputa envolvendo quaisquer dos acionistas e a Companhia);
- (d) manter coordenação permanente entre o Conselho de Administração e a Diretoria e desempenhar quaisquer outras funções atribuídas pelo Conselho de Administração;
- (e) presidir as reuniões da Diretoria; e
- (f) receber citações ou notificações de qualquer natureza em nome da Companhia.

ARTIGO 20 – Caberá ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, sujeito a eventuais restrições, implícitas ou explícitas, previstas neste Estatuto, ou em qualquer decisão do Conselho de Administração:

- (a) executar a política, as diretrizes e as atividades econômico-financeiras e contábeis da Companhia, conforme especificado pelo Conselho de Administração;
- (b) divulgar os atos ou fatos relevantes ocorridos nos negócios da Companhia, bem como incumbir-se do relacionamento da Companhia com todos os participantes do mercado e com as entidades reguladoras e fiscalizadoras, assumindo responsabilidade pelo cumprimento dos deveres que lhe impõem as normas regulamentares aplicáveis e o Regulamento do Novo Mercado; e



(c) desempenhar todas as outras funções previstas em lei e na regulamentação aplicável, neste Estatuto, nas resoluções aprovadas pelo Conselho de Administração e nos documentos corporativos da Companhia, sempre observando os princípios e procedimentos de governança corporativa.

ARTIGO 21 – Caberá ao Diretor de Operações, observadas quaisquer restrições explícita ou implicitamente previstas neste Estatuto, ou em qualquer resolução do Conselho de Administração:

(a) elaborar todos os relatórios técnicos necessários referentes às atividades operacionais de petróleo e gás da Companhia e quaisquer iniciativas de produção, desenvolvimento ou exploração cuja implementação pela Companhia seja proposta;

(b) adotar as medidas razoavelmente necessárias para proteger vidas e propriedade e manter a produção de quaisquer poços produtivos de petróleo ou gás, nos quais a Companhia tenha participação ou em relação aos quais a Companhia preste serviços operacionais a um terceiro;

(c) adotar as medidas razoavelmente necessárias em relação à reabilitação, reativação, melhoria, desenvolvimento ou exploração de quaisquer propriedades ou campos petrolíferos nos quais a Companhia tenha participação ou em relação aos quais a Companhia preste serviços operacionais a um terceiro;

(d) adotar as medidas razoavelmente necessárias no tocante ao manuseio, transporte, tratamento ou entrega de qualquer produção de qualquer destas propriedades ou campos;

(e) executar a política, as diretrizes e as atividades das áreas de segurança, meio ambiente e responsabilidade social aprovadas pelo Conselho de Administração;

(f) submeter, através do Diretor Presidente, propostas ao Conselho de Administração, relativas a novos investimentos e despesas de capital, que não poderá deixar de submeter qualquer dessas propostas ao Conselho de Administração; e

(g) outras atribuições eventualmente conferidas ao Diretor de Operações pelo Conselho de Administração ou pelo Diretor Presidente.

ARTIGO 22 – A Diretoria reunir-se-á, mediante convocação por qualquer Diretor, com aviso prévio de pelo menos 2 (dois) dias úteis.

Parágrafo Primeiro – A Diretoria reunir-se-á com a presença de pelo menos dois de seus membros, sendo que um necessariamente deverá ser o Diretor Presidente. Caso o Diretor-Presidente não possa comparecer à reunião, este deverá indicar, por escrito, outro Diretor que o substitua. As resoluções da Diretoria serão aprovadas por maioria de votos dos presentes. Todas as matérias não aprovadas pela Diretoria por maioria de votos serão submetidas ao Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo – Ocorrendo vacância de um cargo na Diretoria, compete à Diretoria como colegiado indicar, dentre os seus membros, um substituto que acumulará, interinamente, as



funções do substituído, perdurando a substituição interina até o provimento definitivo do cargo a ser decidido pela primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar, atuando o substituto então eleito até o término do mandato do Diretor substituído.

Parágrafo Terceiro – 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 em caso de licença concedida pela própria Diretoria.

Parágrafo Quarto – As reuniões da Diretoria poderão ser realizadas por meio de teleconferência, videoconferência ou outros meios de comunicação. Tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião. Nesse caso, os membros da Diretoria que participarem remotamente da reunião da Diretoria deverão expressar seus votos por meio de carta, fac-símile ou correio eletrônico digitalmente certificado.

Parágrafo Quinto – Ao término da reunião deverá ser lavrada ata, a qual deverá ser assinada por todos os Diretores fisicamente presentes à reunião, e posteriormente transcrita no Livro de Registro de Atas da Diretoria da Companhia. Os votos proferidos por Diretores que participarem remotamente da reunião da Diretoria deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas da Diretoria, devendo a cópia da carta, fac-símile ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Diretor, ser juntada ao Livro logo após a transcrição da ata.

Parágrafo Sexto – Os membros da Diretoria permanecerão no cargo até a investidura dos seus substitutos.

ARTIGO 23 – Todos os contratos, acordos, instrumentos e outros documentos (i) relativos à alienação de imóveis da Companhia, à alienação de qualquer participação da Companhia em outras sociedades, e à outorga de garantias, ou (ii) que criem obrigações para a Companhia, que desobriguem terceiros de obrigações perante a Companhia, incluindo, sem limitação, o aceite ou endosso de duplicatas, notas promissórias, letras de câmbio e documentos semelhantes, bem como a criação, encerramento ou a execução de qualquer outra ação referente a contas bancárias, deverão, sob pena de nulidade perante a Companhia, ser assinados por (a) quaisquer dois 2 (dois) Diretores, ou (b) por 1 (um) Diretor e 1 (um) procurador constituído conforme disposto no Parágrafo Primeiro deste Artigo, com poderes específicos para executar aquele ato.

Parágrafo Primeiro – As procurações outorgadas pela Companhia deverão: (i) ser assinadas por 2 (dois) Diretores; (ii) especificar os poderes outorgados; (iii) vedar a delegação ou o substabelecimento de poderes; e (iv) ser válidas por um prazo máximo de 1 (um) ano. O limite no prazo de validade e a restrição quanto a delegação ou ao substabelecimento de poderes não se aplicam (y) às procurações outorgadas a advogados, constituídos para atuar em nome da Companhia em processos administrativos ou judiciais, que poderão ser outorgadas por prazo indeterminado, admitido o substabelecimento com reserva de poderes, ou (z) na hipótese do Artigo 118, parágrafo 7º, da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Segundo – É vedado aos Diretores e procuradores vincular a Companhia em qualquer transação estranha ao objeto social, bem como, sem prévia autorização do Conselho de Administração, dar avais ou fianças em favor de terceiros e fazer doações em nome da



Companhia, sendo vedado, ainda, aos Diretores, agir em nome da Companhia sem a prévia autorização do Conselho de Administração, quando esta for requerida nos termos deste Estatuto.

Seção IV: ÓRGÃOS AUXILIARES DA ADMINISTRAÇÃO

Comitê de Auditoria

ARTIGO 24 – O Comitê de Auditoria, órgão de assessoramento vinculado ao Conselho de Administração, é composto por, no mínimo, 3 (três) membros e, no máximo, 5 (cinco) membros, eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo que ao menos 1 (um) deve ser conselheiro independente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, e ao menos 1 (um) deve ter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária.

Parágrafo Primeiro – O mesmo membro do Comitê de Auditoria pode acumular ambas as características referidas no caput.

Parágrafo Segundo – As atividades do coordenador do Comitê de Auditoria estão definidas em seu regimento interno, aprovado pelo Conselho de Administração.

ARTIGO 25 – Compete ao Comitê de Auditoria, entre outras matérias:

- (a) opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente;
- (b) avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras anuais, bem como fazer recomendações ao Conselho de Administração de acordo com as informações coletadas;
- (c) acompanhar as atividades da auditoria interna e da área de controles internos da Companhia;
- (d) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- (e) avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou o aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a política de transações entre partes relacionadas; e
- (f) possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação.

CAPÍTULO V EXERCÍCIO SOCIAL E DISTRIBUIÇÃO DE LUCROS

ARTIGO 26 – O exercício social da Companhia começa em 1º de janeiro e termina em 31 de dezembro.



Parágrafo Único – No final de cada exercício social, o Conselho de Administração determinará à Diretoria a elaboração das demonstrações financeiras exigidas pela lei, baseadas nas informações financeiras da Companhia, e nelas incluirá proposta de distribuição de lucros, se for o caso.

ARTIGO 27 – Do resultado do exercício, serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para os tributos incidentes sobre o lucro.

Parágrafo Primeiro – Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e à aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que remanescer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem:

- (a) 5% (cinco por cento) para a formação da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social. A constituição da Reserva Legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder 30% (trinta por cento) do Capital Social;
- (b) montante destinado à formação de Reservas para Contingências e reversão das formadas em exercícios anteriores;
- (c) Lucros a Realizar e Reversão dos Lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício;
- (d) 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo obrigatório; e
- (e) a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo obrigatório, será destinada à Reserva para Investimento e Expansão, limitada ao montante equivalente a 100% (cem por cento) do capital social, que tem por finalidade (i) assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) reforço de capital de giro; podendo, ainda, ser utilizada (iii) em operações de resgate, reembolso ou aquisição de ações da Companhia.

Parágrafo Segundo – A constituição da Reserva para Investimento e Expansão pode ser dispensada por deliberação da Assembleia Geral para pagamento de dividendos adicionais ao dividendo obrigatório. Uma vez atingido o limite estabelecido no Artigo 199 da Lei das Sociedades por Ações, a Assembleia Geral, por proposta dos órgãos de administração, deverá deliberar sobre a respectiva destinação: (a) para capitalização; ou (b) para distribuição de dividendos adicionais ao obrigatório aos acionistas.

ARTIGO 28 – Os dividendos declarados serão pagos dentro do prazo estabelecido em lei.

ARTIGO 29 – A Diretoria poderá determinar o levantamento de balanços semestrais ou para períodos menores.



Parágrafo Primeiro – O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros, apurados nas mais recentes demonstrações financeiras da Companhia, que serão considerados antecipação do dividendo obrigatório a que se refere o Parágrafo Primeiro, alínea (d), do Artigo 27 deste Estatuto.

Parágrafo Segundo – O Conselho de Administração poderá ainda, aprovar o pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas, com base no mais recente balanço patrimonial da Companhia, os quais serão considerados como adiantamento do dividendo obrigatório disposto no Parágrafo Primeiro, alínea (d), do Artigo 27 deste Estatuto.

CAPÍTULO VI CONSELHO FISCAL

ARTIGO 30 – O Conselho Fiscal funcionará em caráter não permanente, sendo instalado a pedido dos acionistas e terá as competências, responsabilidades e deveres definidos em lei. O Conselho Fiscal será composto por no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros efetivos e suplentes em igual número, todos eleitos pela Assembleia Geral.

Parágrafo Primeiro – A posse dos membros do Conselho Fiscal efetivos e suplentes fica condicionada à assinatura de termo de posse lavrado em livro próprio, que deverá contemplar sua sujeição à cláusula compromissória referida no Artigo 36 deste Estatuto Social, bem como ao atendimento dos requisitos legais aplicáveis.

Parágrafo Segundo – Os membros do Conselho Fiscal, em sua primeira reunião, elegerão o Presidente do Conselho Fiscal, a quem caberá assegurar o cumprimento das deliberações do órgão.

Parágrafo Terceiro – O Conselho Fiscal, se instalado, deverá aprovar seu regulamento interno, que deverá estabelecer as regras gerais de seu funcionamento, estrutura, organização e atividades.

Parágrafo Quarto – O funcionamento do Conselho Fiscal terminará na primeira Assembleia Geral Ordinária após a sua instalação, podendo seus membros serem reeleitos.

Parágrafo Quinto – Os membros do Conselho Fiscal serão substituídos, em suas faltas e impedimentos, pelo respectivo suplente; não havendo suplente, a Assembleia Geral será convocada para proceder à eleição de membro para o cargo vago.

Parágrafo Sexto – O Conselho Fiscal se reunirá ordinariamente a cada 3 (três) meses e, extraordinariamente, sempre que necessário, devendo analisar, ao menos trimestralmente, as demonstrações e informações financeiras. Caberá ao Presidente do Conselho Fiscal convocar as reuniões sempre que necessário.

Parágrafo Sétimo – O Conselho Fiscal se manifesta por maioria absoluta de votos, presente a maioria dos seus membros, convocados por qualquer meio escrito que permita a comprovação do recebimento, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis. Independentemente de



quaisquer formalidades, será considerada regularmente convocada a reunião à qual comparecer a totalidade dos membros do Conselho Fiscal.

ARTIGO 31 – A remuneração dos membros do Conselho Fiscal será fixada pela Assembleia Geral que os eleger, observado o parágrafo 3º do Artigo 162 da Lei das Sociedades por Ações.

CAPÍTULO VII 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, “controle” e seus termos correlatos possuem a definição que lhe é atribuída no Artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

CAPÍTULO VIII 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 que deliberará sobre a referida reorganização deverão dar anuência a essa estrutura.

CAPÍTULO IX 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; (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 X LIQUIDAÇÃO

ARTIGO 35 – A Companhia entrará em liquidação nos casos previstos por lei, ou por resolução dos acionistas reunidos em Assembleia Geral, que fixará o método de liquidação, nomeará o liquidante e, caso solicitado pelos acionistas, conforme disposto por lei, instalará o Conselho Fiscal para atuar durante o período de liquidação, elegendo seus membros e fixando sua remuneração.

CAPÍTULO XI ARBITRAGEM

ARTIGO 36 – 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, no estatuto social da Companhia, 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 Regulamento do Novo Mercado, dos demais regulamentos da B3 e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

Parágrafo Primeiro – Sem prejuízo da validade desta cláusula arbitral, o requerimento de medidas de urgência de proteção ou salvaguarda de direitos ao Poder Judiciário, quando aplicável, deverão ser submetidas no Foro Central da Comarca de Salvador, Estado da Bahia.

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 caput deste Artigo.

CAPÍTULO XII ACORDOS DE ACIONISTAS

ARTIGO 37 – A Companhia observará os acordos de acionistas arquivados na sua sede, nos termos do Artigo 118 da Lei das Sociedades por Ações, cabendo (i) à Diretoria abster-se de registrar transferências ou onerações de ações contrárias aos respectivos termos, e (ii) ao presidente da Assembleia Geral ou da reunião do Conselho de Administração, conforme o caso, abster-se de computar os votos lançados em violação a tal acordo, devendo ainda computar os votos proferidos pela parte prejudicada com as ações pertencentes ao acionista ausente ou omissa, ou que votar contrariamente ao disposto em tais acordos, na forma do Artigo 118, parágrafos 8º e 9º da Lei das Sociedades por Ações.

CAPÍTULO XIII

DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

ARTIGO 38 – As disposições contidas nos seguintes dispositivos deste Estatuto Social somente terão eficácia a partir da data de publicação do Anúncio de Início de Negociação das ações da Companhia, referente à primeira distribuição pública efetivada pela Companhia, quando a elas estarão sujeitos todos os seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal: (a) Artigo 1º (no que couber); (b) Parágrafos Primeiro e Segundo do Artigo 8º, (c) Parágrafo Segundo do Artigo 9º (no que couber); (d) caput do Artigo 13 (no que couber), Parágrafos Primeiro, Segundo e Terceiro do Artigo 13; (e) Parágrafo Primeiro do artigo 30 (no que diz respeito à sujeição à cláusula compromissória de arbitragem); (f) Artigo 32; (g) Artigo 33; (h) Artigo 34; (i) Artigo 36; e (j) Capítulo XIV (no que couber).

Parágrafo Único – As disposições deste Estatuto Social não ressalvadas expressamente no *caput* deste Artigo, sem exceção, terão eficácia imediata.

CAPÍTULO XIV DISPOSIÇÕES FINAIS

ARTIGO 39 – As disposições do Regulamento do Novo Mercado prevalecerão sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas neste Estatuto Social.

ARTIGO 40 – Os casos omissos neste Estatuto Social serão regulados pela Lei das Sociedades por Ações, pelo Regulamento do Novo Mercado, pelas demais normas da legislação pertinente e pela deliberação da Assembleia Geral nas matérias sobre as quais lhe caiba livremente decidir.



http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=_I3qMYL-T56-sfBY-VVceQ&chave2=BT-06aCCpMpeIH2nMncFRg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-RAFAEL PROCAZI DA CUNHA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**(B) ATA DA ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA, REALIZADA EM
23 DE FEVEREIRO DE 2021, QUE APROVOU A REALIZAÇÃO DA OFERTA**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



ATA DA ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA
REALIZADA EM 23 DE FEVEREIRO DE 2021

- 1. DATA, HORA E LOCAL:** Aos 23 (vinte e três) dias de fevereiro de 2021, às 11:00 (onze) horas, na sede da **PetroReconcavo S.A.** ("Companhia"), na Cidade de Mata de São João, Estado da Bahia, na Estrada do Vinte Mil, km 3,5, Estação São Roque (parte), CEP 48280-000.
- 2. CONVOCAÇÃO:** Convocação dispensada, nos termos do artigo 124, §4º, da Lei nº 6.404/1976 ("Lei das S.A."), face à presença de acionistas representando a totalidade do capital social da Companhia.
- 3. PRESENÇA:** Presentes acionistas representando a totalidade do capital total e votante da Companhia, conforme se verifica pelas assinaturas apostas no "Livro de Presença de Acionistas".
- 4. MESA:** Presidente: Eduardo Cintra Santos. Secretário: Rafael Procaci da Cunha.
- 5. ORDEM DO DIA:** Deliberar a respeito de (i) alteração do objeto social, (ii) conversão da totalidade das ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia em ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, conforme aprovação prévia dos acionistas titulares de ações preferenciais, reunidos em assembleia especial realizada nesta data, nos termos do § 1º do artigo 136 da Lei 6.404/76; (iii) aumento do limite de capital autorizado; (iv) reforma e consolidação do Estatuto Social da Companhia; (v) eleição de membros do Conselho de Administração; (vi) fixação da remuneração global anual dos administradores para o exercício social iniciado em 1º de janeiro de 2021; (vii) abertura de capital da Companhia e submissão, pela Companhia, do pedido de registro de companhia aberta, como emissor categoria "A", perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 480/2009, conforme alterada e em vigor; (viii) submissão do pedido de registro de emissor da Companhia na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") e a adesão da Companhia ao segmento de listagem especial da B3 designado Novo Mercado ("Novo Mercado"), com a consequente celebração, com a B3, do Contrato de Participação do Novo Mercado; (vii) realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia no Brasil, com a consequente submissão do pedido de registro na CVM em conformidade com a Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada e em vigor ("Instrução CVM 400"), e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior; (ix) retificação da remuneração global dos Administradores da Companhia paga em 2020; (x) reapresentação das Demonstrações Financeiras e Relatórios da Administração referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2019; e (xi) autorização aos membros da administração da Companhia para tomarem todas as providências e praticarem todos os atos necessários para a implementação das deliberações acima e a ratificação dos atos já realizados.



http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=13qMYL-r156--x_EwhSsw&chave2=BT-06aCCpMpeIH2nHncFrg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-RAFAEL PROCACI DA CUNHA

6. DELIBERAÇÕES: As seguintes deliberações foram tomadas pela unanimidade dos acionistas presentes, titulares de ações representativas de 100% (cem por cento) do capital votante da Companhia e, com relação à deliberação 6.3, também pela unanimidade dos acionistas titulares de ações preferenciais, em todo caso, sem quaisquer emendas ou ressalvas:

6.1. Aprovar a lavratura da ata desta Assembleia Geral na forma de sumário, contendo transcrição apenas das deliberações tomadas, conforme dispõe o art. 130, parágrafo 1º, da Lei das S.A.

6.2. Aprovar a alteração do objeto social, de modo que o artigo 2º do Estatuto Social passa a vigorar com a seguinte redação (tendo os itens “(a)” e “(d)” a “(i)” elencados abaixo sido incluídos por ocasião desta deliberação):

“ARTIGO 2º – A Companhia tem por objeto a realização de atividades relacionadas a exploração, desenvolvimento, produção e comercialização de petróleo, gás natural, hidrocarbonetos e outras fontes de energia, no Brasil ou no exterior, diretamente ou através de subsidiárias e outras sociedades, consórcios, empreendimentos e outras formas de associação, podendo desenvolver, dentre outras atividades afins:

- (a) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos;*
- (b) a operação de campos produtores de petróleo e gás natural próprios, instalações e equipamentos associados, incluindo os campos cujas concessões forem outorgadas à Companhia pela Agência Nacional do Petróleo – ANP;*
- (c) a prestação de serviços de operação de campos produtores de petróleo e gás natural de terceiros;*
- (d) a prestação de serviços técnicos e outros serviços no setor de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes, de gás em geral e outras fontes de energia, incluindo reabilitação e rejuvenescimento de campos maduros e marginais, reativação de jazidas de hidrocarbonetos, perfuração de poços para terceiros, estimulação de poços, acidificação, desparafinação e outros serviços correlatos, assim como o transporte, o tratamento, a entrega e a venda da produção;*
- (e) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;*
- (f) a consecução de projetos de engenharia, a construção e a operação de dutos para escoamento ou transporte de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;*
- (g) a construção, manutenção e operação de terminais marítimos ou terrestres, explorando as atividades relacionadas, direta ou indiretamente, aos serviços de transporte e armazenagem de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;*

2



Junta Comercial do Estado da Bahia

08/04/2021

Certifico o Registro sob o nº 98059924 em 08/04/2021

Protocolo 219528624 de 25/02/2021

Nome da empresa PETRORECÔNCAVO S/A NIRE 29300024171

Este documento pode ser verificado em <http://regin.juceb.ba.gov.br/AUTENTICACAODOCUMENTOS/AUTENTICACAO.aspx>

Chancela 91991042542835

Esta cópia foi autenticada digitalmente e assinada em 08/04/2021

por Tiana Regila M G de Araújo - Secretária-Geral



http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=13qMYL-r156--x_EwhSsw&chave2=BT-06aCpMpeIH2nWncFRg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-PAFAPL PROCACI DA CUNHA

(h) o planejamento logístico, a operação e a manutenção de bases de distribuição, serviços de engenharia e geotécnica relacionados à indústria do petróleo e a seus derivados, biocombustíveis, petroquímicos, fertilizantes e de gás em geral;

(i) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica oriunda de diversas fontes; e

(j) a realização de outras atividades relacionadas à exploração, desenvolvimento, produção, refinamento e transporte de petróleo, gás natural, hidrocarbonetos e outras formas ou fontes de energia.”

6.3. Aprovar a conversão da totalidade das 949.005 (novecentas e quarenta e nove mil e cinco) ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia em igual número de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal da Companhia, à razão de 1 (uma) ação ordinária para cada ação preferencial convertida.

6.3.1. Tendo em vista a deliberação aprovada no item 6.3 acima e a aprovação prévia dos acionistas preferencialistas reunidos em assembleia especial na forma do § 1º do artigo 136 da Lei 6.404/76, aprovar a alteração do artigo 5º do Estatuto Social, que passará a vigorar com a seguinte redação:

“ARTIGO 5º – O capital da Companhia totalmente subscrito e integralizado é de R\$674.941.437,37 (seiscentos e setenta e quatro milhões, novecentos e quarenta e um mil, quatrocentos e trinta e sete reais e trinta e sete centavos), dividido em 83.911.766 (oitenta e três milhões, novecentas e onze mil, setecentas e sessenta e seis) ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

Parágrafo Primeiro — Cada ação ordinária terá direito a um voto na Assembleia Geral. A propriedade das ações será comprovada pelo registro existente na conta do acionista junto à instituição depositária.

Parágrafo Segundo – As ações escriturais de emissão da Companhia serão mantidas em conta de depósito, junto a instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), em nome de seus titulares, sem emissão de certificados. O custo de transferência e averbação, assim como o custo do serviço relativo às ações escriturais poderá ser cobrado diretamente do acionista pela instituição escrituradora, conforme venha a ser definido no contrato de escrituração de ações.”

6.4. Aprovar o aumento do capital autorizado, de R\$ 300.000.000,00 (trezentos milhões de reais) para R\$ 2.750.000.000,00 (dois bilhões e setecentos e cinquenta milhões de reais), de modo que o *caput* do artigo 6º do Estatuto Social passa a vigorar com a seguinte redação:

“ARTIGO 6º – A Companhia fica autorizada a aumentar o seu capital social, por deliberação do Conselho de Administração e independente de reforma estatutária, até o limite de R\$2.750.000.000,00 (dois bilhões e setecentos e cinquenta milhões de reais), mediante emissão de novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.”

6.5. Aprovar a ampla reforma e consolidação do Estatuto Social da Companhia para refletir (i) as deliberações tomadas nesta Assembleia Geral; (ii) a adoção das regras necessárias para

3



Junta Comercial do Estado da Bahia

08/04/2021

Certifico o Registro sob o nº 98059924 em 08/04/2021

Protocolo 219528624 de 25/02/2021

Nome da empresa PETRORECÔNCAVO S/A NIRE 29300024171

Este documento pode ser verificado em <http://regin.juceb.ba.gov.br/AUTENTICACAODOCUMENTOS/AUTENTICACAO.aspx>

Chancela 91991042542835

Esta cópia foi autenticada digitalmente e assinada em 08/04/2021

por Tiana Regila M G de Araújo - Secretária-Geral



http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=13qMyL-r156--x_EwhSsw&chave2=BT-06aCCpMpeIH2nWhcFRg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-PAFAPL PROCACI DA CUNHA

atender às exigências legais aplicáveis a companhias abertas e às exigências do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3; e (iii) a alteração e a inserção de outras previsões julgadas necessárias, as quais foram lidas e revisadas, passando o Estatuto Social da Companhia a vigorar com a redação constante do Anexo 6.5 desta ata.

6.6. Em virtude da modificação das regras de composição da administração e de governança da Companhia no âmbito da reforma estatutária aprovada nos termos do item 6.5 acima:

(i) Reeleger os seguintes atuais membros do Conselho de Administração da Companhia:

Christopher J. Whyte, norte-americano, casado, empresário, portador do passaporte nº 550110618, inscrito no CPF/ME sob o nº 061.492.307-75, com domicílio na Cidade de Houston, Texas, Estados Unidos da América, na 6363 Woodway – r. 350, CEP 77057, para o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração;

Eduardo Cintra Santos, brasileiro, casado, engenheiro, residente e domiciliado na Cidade de Simões Filho, Estado da Bahia, na Via Periférica, nº 3.431, Centro Industrial de Aratu, CEP 43700-000, portador da carteira de identidade nº 00902.893-58, expedida pela SSP/BA e inscrito no CPF/ME sob o nº 064.858.395-34, para o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração;

Eduardo de Britto Pereira Azevedo, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade nº 12752363-7 (Detran/RJ), inscrito no CPF/ME sob o nº 055.208.487-50, com endereço profissional na Av. Presidente Wilson, 231, 28º andar, Centro, Rio de Janeiro/RJ, CEP 20030-905, para o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração;

Leendert Lievaart, cidadão holandês, casado, engenheiro petrolífero, portador do passaporte holandês de nº BY7JJ2794, inscrito no CPF sob o nº 102.069.871-37, com domicílio na Cidade de Houston, Texas, Estados Unidos da América, na 6363 Woodway – r. 350, CEP 77057, para o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração;

Davi Britto Carvalho, brasileiro, casado, advogado, portador da carteira de identidade nº 7121016-40, expedida pela SSP/BA, inscrito no CPF/ME sob o nº 781.176.075-49, residente à Rua Professor Giraldo Balthazar da Silveira, Condomínio Jardim Piatã, Quadra 07, Lote 06, Jaguaribe, na cidade de Salvador, Estado da Bahia, CEP 41.613-134, para o cargo de membro suplente do Sr. **Christopher J. Whyte**.

Eduardo Cintra Santos Filho, brasileiro, solteiro, administrador de empresas, portador da cédula de identidade RG nº 09323369-81 (SSP/BA), inscrito no CPF/ME sob o nº 800.810.455-49, residente e domiciliado na Cidade de Simões Filho, Estado da Bahia, Via Periférica, nº 3431, Centro Industrial de Aratu, para o cargo de membro suplente do Sr. **Eduardo Cintra Santos**;

Juan Fernando Dominguez Blanco, colombiano, Engenheiro, casado, portador da cédula de identidade nº V419867-G, expedida pela CGPI/DIREX/OPF, inscrito no CPF/ME sob o nº 846.298.785-72, residente à Estrada do coco, Km 8,0, Condomínio Vilas do Joanes,

4



Junta Comercial do Estado da Bahia

08/04/2021

Certifico o Registro sob o nº 98059924 em 08/04/2021

Protocolo 219528624 de 25/02/2021

Nome da empresa PETRORECÔNCAVO S/A NIRE 29300024171

Este documento pode ser verificado em <http://regin.juceb.ba.gov.br/AUTENTICACAODOCUMENTOS/AUTENTICACAO.aspx>

Chancela 91991042542835

Esta cópia foi autenticada digitalmente e assinada em 08/04/2021

por Tiana Regila M G de Araújo - Secretária-Geral

Quadra 12 - Lote 41, Bairro Catu de Abrantes, CEP 42841-000, Camaçari, estado da Bahia, para o cargo de membro suplente do Sr. **Leendert Lievaart**; e



Rafael Machado Neves, brasileiro, casado, administrador de empresas, portador da carteira de identidade nº 20.257.928-0 (Detran/RJ), inscrito no CPF sob o nº 124.110.527-82, com endereço profissional na Av. Presidente Wilson, 231, 28º andar, Centro, Rio de Janeiro/RJ, CEP 20030-905, para o cargo de membro suplente do Sr. **Eduardo de Britto Pereira Azevedo**.

(ii) Eleger os seguintes novos membros do Conselho de Administração da Companhia:

Carlos Marcio Ferreira, brasileiro, casado, contador, portador do CPF nº 016.712.938-43 e identidade nº 11.986.182-3, expedida por SSP/SP, com endereço comercial na Av. Marechal Floriano, nº 168, parte, 2º andar, Corredor A, Centro, 20080-002, Rio de Janeiro-RJ, para o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração; e

Philip Arthur Epstein, cidadão americano, casado, empresário, portador do passaporte nº 48890909, residente e domiciliado em 33 Harrison Street, New York, New York, Estados Unidos da América, CEP 10013, para o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração.

(iii) Registrar que, mediante as declarações encaminhadas ao Conselho de Administração e ora disponibilizadas aos acionistas presentes, a Assembleia Geral anuiu com a caracterização dos Srs. **Carlos Marcio Ferreira** e **Philip Arthur Epstein** como Conselheiros Independentes, conforme disposto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 e no Estatuto Social.

(iv) Os membros do Conselho de Administração ora eleitos terão mandato unificado até a data da realização da Assembleia Geral Ordinária da Companhia que examinar as contas do exercício social a encerrar-se em 31 de dezembro de 2022 e tomarão posse dentro do prazo de até 30 (trinta) dias contados da data desta Assembleia Geral mediante a assinatura dos respectivos termos de posse, lavrados no Livro de Atas do Conselho de Administração da Companhia, o qual se encontrará arquivado na sede da Companhia, declarando, nos respectivos termos de posse, consoante o disposto no art. 147 da Lei das S.A. e as regras constantes da Instrução CVM nº 367/2002 e do Estatuto Social da Companhia, para os devidos fins de direito, sob as penas da lei, que (i) não estão impedidos de assumir os cargos para os quais foram eleitos, nos termos do art. 37, inciso II, da Lei nº 8.934/1994, bem como não foram condenados por crime falimentar, de prevaricação, peita ou suborno, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública ou a propriedade, ou a pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos; (ii) não estão condenados a penas de suspensão ou inabilitação temporária, aplicada pela CVM, que os tornem inelegíveis para cargo de administração de companhia aberta; (iii) atendem ao requisito de reputação ilibada estabelecido pelo art. 147, parágrafo 3º, da Lei das S.A.; e (iv) não ocupam cargos em sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia e não têm, nem representam, interesse conflitante com o da Companhia.

http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=13qMYL-T156--x_EwhSsw&chave2=BT-06aCpMpeIH2nWhcFRg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-PAFAEL PROCACI DA CUNHA

5



Junta Comercial do Estado da Bahia

08/04/2021

Certifico o Registro sob o nº 98059924 em 08/04/2021

Protocolo 219528624 de 25/02/2021

Nome da empresa PETRORECÔNCAVO S/A NIRE 29300024171

Este documento pode ser verificado em <http://regin.juceb.ba.gov.br/AUTENTICACAODOCUMENTOS/AUTENTICACAO.aspx>

Chancela 91991042542835

Esta cópia foi autenticada digitalmente e assinada em 08/04/2021

por Tiana Regila M G de Araújo - Secretária-Geral



http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=13qMyL-r156--x_EwhSsw&chave2=BT-06aCCpMpeIH2nWhncFRg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-PAFAPL PROCACI DA CUNHA

(v) Os membros do Conselho de Administração assumirão, ainda, por ocasião da celebração dos respectivos termos de posse, o compromisso de sujeitar-se à cláusula compromissória prevista no art. 36 do Estatuto Social da Companhia. Os membros do Conselho de Administração declararão, também, em documento próprio, estarem integralmente cientes da Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 358/2002.

6.7. Consignar que, em atendimento às exigências do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, os acionistas elegerão tempestivamente o sétimo membro do Conselho de Administração (que deverá necessariamente preencher os requisitos para qualificação como Conselheiro Independente, conforme disposto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 e no Estatuto Social), assim como um ou mais membros suplentes para as vagas reservadas aos Conselheiros Independentes.

6.8. Fixar a remuneração global anual dos administradores para o exercício social iniciado em 1º de janeiro de 2021, no montante de até R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais), ficando a cargo do Conselho de Administração a fixação do montante individual e, conforme o caso, a concessão de verbas de representação e/ou benefícios de qualquer natureza, conforme disposto no art. 152 da Lei das S.A.

6.9. Aprovar a abertura de capital da Companhia e autorizar a submissão, pela Companhia, do pedido de registro de companhia aberta, como emissor categoria “A”, perante a CVM, nos termos da Instrução CVM nº 480/2009.

6.10. Aprovar e autorizar a submissão do pedido de registro da Companhia junto à B3 e a adesão ao Novo Mercado para a negociação de suas ações com a consequente celebração, com a B3, do Contrato de Participação do Novo Mercado, ficando os diretores autorizados a tomar as medidas necessárias junto à B3 com vistas à formalização da adesão e listagem da Companhia no Novo Mercado e a admissão de valores mobiliários de sua emissão à negociação.

6.11. Aprovar a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior (“Oferta”), a qual deverá ser realizada segundo os termos e condições abaixo:

(i) A Oferta será realizada, no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400 e demais normativos aplicáveis, sob a coordenação do Banco Itaú BBA S.A. (“Coordenador Líder”), do Banco Morgan Stanley S.A., do Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. e do Banco Safra S.A. (“Morgan Stanley”, “Goldman Sachs” e “Safra”, respectivamente e, em conjunto com o Coordenador Líder, “Coordenadores da Oferta”), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários e com esforços de colocação das ações ordinárias no exterior (“Oferta Internacional”), sendo (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 Regra 144A, editada pela U.S. Securities and Exchange Commission (“SEC”), em operações isentas de registro, previstas no U.S. Securities Act de 1933, conforme alterado (“Securities Act”); 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

6



Junta Comercial do Estado da Bahia

Certifico o Registro sob o nº 98059924 em 08/04/2021

Protocolo 219528624 de 25/02/2021

Nome da empresa PETRORECÔNCAVO S/A NIRE 29300024171

Este documento pode ser verificado em <http://regin.juceb.ba.gov.br/AUTENTICACAODOCUMENTOS/AUTENTICACAO.aspx>

Chancela 91991042542835

Esta cópia foi autenticada digitalmente e assinada em 08/04/2021

por Tiana Regila M G de Araújo - Secretária-Geral

08/04/2021



http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=13qMyL-r156--x_EwhSsw&chave2=BT-06aCCpMpeIH2nWhcFRg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-PAFAPL PROCACT DA CUNHA

país (*non-U.S. persons*), nos termos do *Regulation S*, no âmbito do *Securities Act*, e observada a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor (investidores pertencentes aos 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 da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, conforme alterada, ou pela Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 4.373, de 29 de setembro de 2014, e pela Instrução da CVM nº 560, de 27 de março de 2015. Não será realizado nenhum registro da Oferta ou das ações ordinárias em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país além do Brasil;

(ii) Nos termos do art. 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data da divulgação do anúncio de início da Oferta, a quantidade de ações ordinárias inicialmente ofertada (sem considerar as Ações do Lote Suplementar, conforme definido abaixo) poderá, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser acrescida em até 20% (vinte por cento), nas mesmas condições e no mesmo preço das ações ordinárias inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais");

(iii) Nos termos do art. 24 da Instrução CVM 400, a quantidade de ações ordinárias inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Adicionais) poderá ser acrescida de um lote suplementar em percentual equivalente a até 15% (quinze por cento), nas mesmas condições e ao mesmo preço das ações ordinárias inicialmente ofertadas ("Ações do Lote Suplementar"), conforme opção a ser outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder, nos termos do "Contrato de Colocação, Coordenação e Garantia Firme de Liquidação de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A." a ser celebrado entre a Companhia, os Coordenadores da Oferta e, na qualidade de interveniente-anuente, a B3;

(iv) As demais características da Oferta constarão dos prospectos a serem arquivados na CVM, bem como no "Contrato de Colocação, Coordenação e Garantia Firme de Liquidação de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A." e demais documentos e anúncios da Oferta aplicáveis; e

(v) Nos termos do art. 172, inciso I, da Lei das S.A., não será observado o direito de preferência dos acionistas da Companhia no aumento de capital decorrente da Oferta.

6.11.1. Registrar que caberá ao Conselho de Administração da Companhia (i) aprovar as condições do aumento de capital da Companhia no âmbito da Oferta, incluindo o número de ações ordinárias a serem emitidas, (ii) fixar o preço de emissão das ações ordinárias objeto da Oferta; e (iii) aprovar e homologar o aumento do capital social da Companhia a ser realizado no contexto da Oferta.

6.12. Retificar para R\$ 11.234.523,00 (onze milhões, duzentos e trinta e quatro mil, quinhentos e vinte e três reais) o valor da remuneração global paga aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia em 2020, ante o valor de R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) que constou na Ata de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de junho de 2020, devidamente registrada perante a Junta Comercial do Estado da Bahia, sob o nº 97991691, em 25.08.2020.

7



Junta Comercial do Estado da Bahia

Certifico o Registro sob o nº 98059924 em 08/04/2021

Protocolo 219528624 de 25/02/2021

Nome da empresa PETRORECÔNCAVO S/A NIRE 29300024171

Este documento pode ser verificado em <http://regin.juceb.ba.gov.br/AUTENTICACAODOCUMENTOS/AUTENTICACAO.aspx>

Chancela 91991042542835

Esta cópia foi autenticada digitalmente e assinada em 08/04/2021

por Tiana Regila M G de Araújo - Secretária-Geral

08/04/2021



http://assinador.pscs.com.br/assinadorweb/autenticacao?chave1=13qMYL-r156--x_EwhSsw&chave2=BT-06aCCpMpeIH2nHncFRg
ASSINADO DIGITALMENTE POR: 06950452705-RAFAEL PROCACI DA CUNHA

6.13. Com base no parecer dos Auditores Independentes, aprovar, visando adequação às normas da CVM, a reapresentação das Demonstrações Financeiras e dos Relatórios da Administração referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2019, todos oportunamente disponibilizados para análise dos acionistas.

6.14. Autorizar, para todos os fins e efeitos legais, a administração da Companhia a praticar todos os atos necessários e/ou convenientes à implementação das deliberações tomadas e aprovadas nesta Assembleia Geral, incluindo a celebração de todos os contratos e documentos necessários para a conclusão da Oferta e a aprovação do prospecto definitivo e do *final offering memorandum* a serem utilizados na Oferta, e ratificar todos os atos já realizados pelos administradores da Companhia com relação às deliberações ora aprovadas.

7. **ENCERRAMENTO:** Nada mais havendo a ser tratado, foram encerrados os trabalhos e lavrada esta ata, em forma de sumário, nos termos do art. 130, parágrafo 1º, da Lei das S.A., a qual, depois de lida e achada conforme, foi aprovada e assinada pelos acionistas presentes.

8. **ASSINATURAS:** Mesa: Eduardo Cintra Santos – Presidente; Rafael Procaci da Cunha – Secretário; Acionistas presentes: Petrosantander Luxembourg Holdings S.à.r.l.; Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimento no Exterior; Perbrás - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.; Eduardo Cintra Santos; Espólio de Eduardo Figueira Santos, representado por Maria Caetana Cintra Santos, Juan Fernando Dominguez Blanco; Marcelo Campos Magalhães; Rafael Procaci da Cunha; Carlos Santiago Rodriguez Jauregui; Daniel Jorge Costa; Najara Santos de Sapucaia; Cesar de Santana Maciel; Ivanaldo Xavier de Andrade; Luiz Cesar Cirqueira de Pinho; Rerivaldo de Almeida Cardoso; Alessandro Machado Silva; Davi Britto Carvalho, João Vitor da Silva Moreira, Juan Vinicius de Azevedo Alves; Lucas Neves da Rocha Cohim Silva; Andre da Silva Dorea; Stenio Tavares Filho; Jose Marcony de Araujo Moita; Luiz Cesar Cirqueira de Pinho; Vitor Teles Requião; Anderson Hupp; Alessandro Costa Pinho; Gabriele Neri de Lima Mascarenhas; Jéssica Delane Silva Canuto; Mariana Goulart Merçon; Yulo Cesare Viana Pereira Neto; Jefferson do Nascimento Moreira; e Osmar Ferreira Muricy Filho.

Confere com a original lavrada em livro próprio.

Mata de São João, 23 de fevereiro de 2021.

Rafael Procaci da Cunha
Secretário

8



Junta Comercial do Estado da Bahia

08/04/2021

Certifico o Registro sob o nº 98059924 em 08/04/2021

Protocolo 219528624 de 25/02/2021

Nome da empresa PETRORECÔNCAVO S/A NIRE 29300024171

Este documento pode ser verificado em <http://regin.juceb.ba.gov.br/AUTENTICACAODOCUMENTOS/AUTENTICACAO.aspx>

Chancela 91991042542835

Esta cópia foi autenticada digitalmente e assinada em 08/04/2021

por Tiana Regila M G de Araújo - Secretária-Geral



TERMO DE AUTENTICAÇÃO

NOME DA EMPRESA	PETRORECÔNCAVO S/A
PROTOCOLO	219528624 - 25/02/2021
ATO	007 - ATA DE ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINARIA
EVENTO	019 - ESTATUTO SOCIAL

MATRIZ

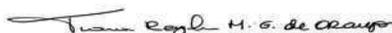
NIRE 29300024171
CNPJ 03.342.704/0001-30
CERTIFICO O REGISTRO EM 08/04/2021
PROTOCOLO ARQUIVAMENTO 98059924 DE 08/04/2021 DATA AUTENTICAÇÃO 08/04/2021

ESTADO DA BAHIA EVENTOS

021 - ALTERACAO DE DADOS (EXCETO NOME EMPRESARIAL) AROUVAMENTO: 98059924



Cpf: 06950452705 - RAFAEL PROCACI DA CUNHA



TIANA REGILA M G DE ARAÚJO

Secretária-Geral

1

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(C) **MINUTA DA ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO QUE
APROVARÁ O PREÇO POR AÇÃO E O AUMENTO DO CAPITAL SOCIAL**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



PETRORECÔNCAVO S.A.
CNPJ/ME 03.342.704/0001-30
NIRE 293.000.241-71
(COMPANHIA FECHADA)

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
REALIZADA EM [●] DE [●] DE 2021

1. **Data, hora e local:** Aos [●] ([●]) dias do mês de [●] de 2021, às 10:00 horas, na sede da **PetroRecôncavo S.A.** (“Companhia”), localizada na Cidade de Mata de São João, Estado da Bahia, na Estrada do Vinte Mil, km 3,5, Estação São Roque (parte), CEP 48.280-000.
2. **Convocação e Presença:** Dispensada a convocação prévia face à presença da totalidade dos membros do Conselho de Administração.
3. **Composição da Mesa:** Presidente: [●]. Secretário: [●].
4. **Ordem do dia:** Deliberar sobre as seguintes matérias: (i) fixação do preço por ação no contexto da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior,, (ii) aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do seu capital autorizado, (iii) homologação do aumento do capital social, (iv) alteração do *caput* do art. 5º do Estatuto Social, *ad referendum* da próxima Assembleia Geral, e (v) aprovação do prospecto definitivo e do *final offering memorandum* a serem utilizados na Oferta.
5. **Deliberações:** Os membros do Conselho de Administração deliberaram por unanimidade de votos, aprovar as seguintes matérias:
 - 5.1. Aprovar a fixação do preço de emissão de R\$ [●] ([●] reais) por ação ordinária de emissão da Companhia (“Ação”) objeto da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior (“Oferta” e “Preço por Ação”, respectivamente).
 - 5.1.1. O Preço por Ação foi fixado após a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento junto a investidores institucionais, conduzido por Banco Itaú BBA S.A. (“Coordenador Líder”), Banco Morgan Stanley S.A. (“Morgan Stanley” ou “Agente Estabilizador”), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. (“Goldman Sachs”) e Banco Safra S.A. (“Safra” e, em conjunto com o Coordenador Líder, o Morgan Stanley e o Goldman Sachs, os “Coordenadores da Oferta”) junto a investidores institucionais, em conformidade com o disposto no art. 44 da Instrução CVM nº 400/2003 (“Instrução CVM 400”) (“Procedimento de Bookbuilding”), nos termos do Contrato de Colocação, Coordenação e Garantia Firme de Liquidação de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da Petrorecôncavo S.A. celebrado em consonância com o disposto no art. 23, parágrafo 1º, e no artigo 44, da Instrução CVM 400 (“Contrato de Colocação”), tendo o critério de determinação do Preço por Ação sido definido em conformidade com o disposto no art. 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei nº

6.404/1976 (“Lei das S.A.”), sendo certo o valor de mercado das Ações a serem subscritas e/ou adquiridas foi aferido diretamente através do resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual investidores institucionais apresentarão suas intenções de investimento nas Ações no contexto da Oferta, de modo que, inclusive, tal preço não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia.

5.2. Aprovar o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R\$ [●] ([●] reais), o qual passará de R\$674.941.437,37 (seiscentos e setenta e quatro milhões, novecentos e quarenta e um mil, quatrocentos e trinta e sete reais e trinta e sete centavos) para R\$ [●] ([●] reais), mediante a emissão de [●] ([●]) novas ações ordinárias, com preço de emissão de R\$ [●] ([●] reais) cada uma, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, que serão objeto da Oferta, com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição, em conformidade com o disposto no art. 172, inciso I, da Lei das S.A. e com o Estatuto Social, passando o capital social da Companhia a ser dividido em [●] ([●]) ações ordinárias.

5.3. Determinar que as novas ações ordinárias emitidas nos termos da deliberação 5.2 terão os mesmos direitos, vantagens e restrições conferidos às demais ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos do Estatuto Social 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 publicação do “Anúncio de Início da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias da PetroRecôncavo S.A.”.

5.4. Tendo em vista a subscrição da totalidade das Ações objeto da Oferta, homologar o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ [●] ([●] reais), mediante a emissão de [●] ([●]) de novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

5.5. Tendo em vista a homologação do aumento do capital social objeto da deliberação 5.4, aprovar, *ad referendum* da próxima Assembleia Geral da Companhia, a alteração do *caput* do art. 5º do Estatuto Social, de modo a refletir o aumento do capital social da Companhia, que passará a vigorar com a seguinte redação:

“ARTIGO 5º – O capital social da Companhia totalmente subscrito e integralizado é de R\$ [●] ([●] reais), dividido em [●] ([●]) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.”

5.6. Aprovar o prospecto definitivo e o *final offering memorandum* a serem utilizados na Oferta.

5.7. Autorizar, para todos os fins e efeitos legais, os diretores da Companhia a praticarem todos os atos necessários e/ou convenientes à implementação das deliberações tomadas e aprovadas nesta Reunião do Conselho de Administração, incluindo a celebração de todos e quaisquer contratos ou aditamentos a quaisquer contratos necessários à efetivação da Oferta.

6. **Encerramento:** Nada mais havendo a ser tratado, lavrou-se a ata a que se refere esta Reunião de Conselho de Administração, que foi aprovada pela unanimidade dos conselheiros.

7. **Assinaturas:** Mesa: [●] – Presidente; [●] – Secretário; Conselheiros presentes: [●].

Confere com a original lavrada em livro próprio.

Mata de São João, [●] de [●] de 2021.

[●]

(Presidente da Reunião)

[●]

(Secretário da Reunião)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(D) **DECLARAÇÕES DA COMPANHIA E DO COORDENADOR LÍDER PARA FINS DO ART.
56 DA INSTRUÇÃO CVM 400**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

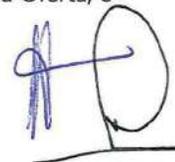
DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400

PetroRecôncavo S.A., sociedade anônima, com sede na Estrada do Vinte Mil, km 3,5, Estação São Roque, Cidade de Mata de São João, Estado da Bahia, CEP 48280-000, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Economia ("CNPJ/ME") sob o nº 03.342.704/0001-30 ("Companhia"), neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, no âmbito da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal, todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames de sua emissão ("Ações"), a ser realizada na República Federativa do Brasil, em mercado de balcão não organizado, com esforços de colocação das Ações no exterior ("Oferta") sob a coordenação do **Banco Itaú BBA S.A.** ("Itaú BBA" ou "Coordenador Líder"), do **Banco Morgan Stanley S.A.** ("Morgan Stanley" ou "Agente Estabilizador"), do **Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.** ("Goldman Sachs"), e o **Banco Safra S.A.** ("Safra" e, em conjunto com o Coordenador Líder, o Morgan Stanley e o Goldman Sachs, os "Coordenadores da Oferta"), vem, pela presente, nos termos do artigo 56 da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), expor e declarar o quanto se segue.

CONSIDERANDO QUE:

- (A) a Companhia e os Coordenadores da Oferta constituíram seus respectivos assessores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;
- (B) para a realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia e em suas subsidiárias, iniciada em outubro de 2020, a qual prosseguirá até a divulgação do "Prospecto Definitivo da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A." ("Prospecto Definitivo");
- (C) por solicitação dos Coordenadores da Oferta, a Companhia contratou seus auditores independentes para aplicação dos procedimentos previstos na Norma Brasileira de Contabilidade – CTA 23, de 15 de maio de 2015, e nos termos definidos pelo Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON no Comunicado Técnico 01/2015, com relação ao "Prospecto Preliminar da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A." ("Prospecto Preliminar" e, em conjunto com o Prospecto Definitivo "Prospectos") e ao Prospecto Definitivo, incluindo seus respectivos anexos;
- (D) a Companhia disponibilizou os documentos que considerou relevantes para a Oferta, inclusive para preparação dos Prospectos;
- (E) além dos documentos referidos no item (D) acima, foram solicitados pelos Coordenadores da Oferta documentos e informações adicionais relativos à Companhia;
- (F) conforme informações prestadas pela Companhia, a Companhia confirma ter (i) disponibilizado para análise dos Coordenadores da Oferta e de seus assessores legais todos os documentos; e (ii) 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

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'H' followed by a large, circular flourish.

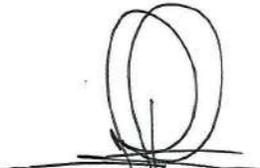
- (G) a Companhia, em conjunto com os Coordenadores da Oferta, participou da elaboração do Prospecto Preliminar e participará da elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos assessores legais.

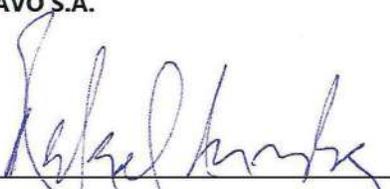
A Companhia, em cumprimento ao disposto no parágrafo 3º do artigo 56 e em atendimento ao item 2.4 do anexo III da Instrução CVM 400, declara que:

- (i) é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações por ela prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado no âmbito da Oferta;
- (ii) (a) as informações prestadas no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, nas datas de suas respectivas publicações, por ocasião do registro da Oferta e fornecidas no mercado no âmbito da Oferta, são e serão (conforme o caso) verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e (b) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo da Oferta, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro de companhia aberta da 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;
- (iii) o Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado 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", atualmente em vigor; e
- (iv) 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 a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes.

Mata de São João, 12 de abril de 2021.

PETRORECÔNCAVO S.A.


Nome: **Marcelo Campos Magalhães**
Cargo: **Diretor Presidente**


Nome: **Rafael Procaci da Cunha**
Cargo: **Diretor Adm / Fin**

**DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400**

BANCO ITAÚ BBA S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.500, 1º, 2º, 3º (parte), 4º e 5º andares, CEP 04538-132, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Economia ("CNPJ/ME") sob o nº 17.298.092/0001-30, neste ato representada nos termos de seu estatuto social, na qualidade de instituição intermediária líder ("Itaú BBA" ou "Coordenador Líder") da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias nominativas, escriturais, sem valor nominal, todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da **PETRORECÔNCAVO S.A.**, sociedade anônima, com sede na Estrada do Vinte Mil, Km 3,5, Estação São Roque CEP 48.280-000, na Cidade Mata de São João, Estado da Bahia, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 03.342.704/0001-30 ("Companhia" e "Ações"), a ser realizada na República Federativa do Brasil ("Brasil"), com esforços de colocações das Ações no exterior ("Oferta"), vem, nos termos do artigo 56 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

- i. a Companhia, o Coordenador Líder, o Banco Morgan Stanley S.A. ("Morgan Stanley" ou "Agente Estabilizador"), o Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e o Banco Safra S.A. ("Safra" e, em conjunto com o Coordenador Líder, o Morgan Stanley e o Goldman Sachs, os "Coordenadores da Oferta"), constituíram seus respectivos assessores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;
- ii. para a realização da Oferta, está sendo realizada auditoria jurídica na Companhia e em suas subsidiárias, iniciada em 14 de outubro de 2020 ("Auditoria"), a qual prosseguirá até a divulgação do "*Prospecto Definitivo da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A.*" ("Prospecto Definitivo");
- iii. por solicitação dos Coordenadores da Oferta, a Companhia contratou seus auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para aplicação dos procedimentos previstos na Norma Brasileira de Contabilidade – CTA 23, emitida pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC, de 15 de maio de 2015, e, nos termos definidos pelo Instituto dos Auditores Independentes do Brasil (IBRACON) no Comunicado Técnico 01/2015, de modo a verificar a consistência de determinadas informações contábeis e financeiras incluídas no *Prospecto Preliminar da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da PetroRecôncavo S.A.*" ("Prospecto Preliminar") e no Prospecto Definitivo, incluindo seus respectivos anexos, com as demonstrações financeiras da Companhia, relativas aos exercícios sociais findos

em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, emitir cartas conforto endereçadas aos Coordenadores da Oferta.

- iv. a Companhia disponibilizou os documentos que considerou relevantes para a Oferta;
- v. além dos documentos a que se refere o item “(iv)” acima, foram solicitados pelos Coordenadores da Oferta documentos e informações adicionais relativos à Companhia, suas controladas e coligadas, os quais a Companhia confirmou ter disponibilizado;
- vi. a Companhia confirmou ter disponibilizado com veracidade, consistência, qualidade e suficiência, todos os documentos sobre os negócios da Companhia, bem como ter prestado todas as informações consideradas relevantes 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; e
- vii. a Companhia, em conjunto com os Coordenadores da Oferta, participou da elaboração do Prospecto Preliminar e participará 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, respondendo pela falta de diligência ou omissão, para assegurar que: (a) as informações prestadas pela Companhia no Prospecto Preliminar (incluindo seus anexos) e as informações a serem prestadas no Prospecto Definitivo (incluindo seus anexos), serão, nas datas de suas respectivas divulgações, 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 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 publicações, 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 divulgações, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, sua situação econômico-financeira, os riscos inerentes a 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, o Ofício Circular 01/2021/CVM/SRE, de 1º de março de 2021 ("Ofício-Circular CVM/SRE"), 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", expedido pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA") e atualmente em vigor ("Código ANBIMA"), bem como as demais disposições aplicáveis, incluindo os esforços de dispersão acionária previstos no "Regulamento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão".

São Paulo, 12 de abril de 2021

BANCO ITAÚ BBA S.A.



Nome: Roderick Greenlees Cargo
Managing Director



Nome: Pedro Garcia
Cargo: Managing Director

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(E) **DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA REFERENTES AOS EXERCÍCIOS
SOCIAIS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

PetroRecôncavo S.A.

Demonstrações Financeiras
Individuais e Consolidadas
Referentes ao Exercício Findo em
31 de Dezembro de 2020 e
Relatório do Auditor Independente

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
PetroRecôncavo S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2020 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, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da PetroRecôncavo S.A. em 31 de dezembro de 2020, 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 (“International Financial Reporting Standards - 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 do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e a 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 - CFC, 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.

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.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido (“DTTL”), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada “Deloitte Global”) não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Reconhecimento de receita

Conforme descrito nas notas explicativas nº 2.15 e nº 19 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a receita líquida da Companhia e de suas controladas consiste em um componente relevante das demonstrações financeiras individuais e consolidadas. No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia e suas controladas contabilizaram receita líquida no montante de R\$787.841 mil.

A contabilização da receita envolve processos efetuados pela Administração da Companhia que suportam o seu reconhecimento e que devem endereçar, entre outros, os seguintes riscos: (a) que a receita seja contabilizada após o atendimento dos critérios mínimos necessários para o seu reconhecimento no curso normal dos negócios da Companhia; e (b) que os valores da receita de venda sejam apurados de acordo com os termos e as condições estabelecidos em contrato. Devido a esses aspectos, consideramos o reconhecimento da receita como um principal assunto de auditoria.

Entre outros, os nossos procedimentos de auditoria consistiram em: (a) obtenção do entendimento do fluxo de reconhecimento das receitas, considerando a sua natureza e os aspectos definidos em contrato; (b) avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes determinados pela Administração para o reconhecimento das receitas; (c) seleção de transações de vendas ao longo do exercício e confronto com os respectivos documentos-suporte aplicáveis às circunstâncias, objetivando verificar a validade das receitas contabilizadas, a sua relação com o curso normal dos negócios da Companhia e de suas controladas e a contabilização no período de competência; e (d) análise das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, entendemos que os critérios de reconhecimento de receita adotados pela Administração, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Ênfases

Concentração das receitas em um único cliente

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para as notas explicativas nº 1 e nº 22 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, as quais mencionam que, em decorrência das características das operações da Companhia e de suas controladas, elas concentram suas receitas em um único cliente, a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Conseqüentemente, qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas devem levar em consideração essas circunstâncias.

Reapresentação de informações financeiras comparativas

Conforme mencionado na nota explicativa nº 2.22 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia, com o objetivo de adequar às exigências regulatórias aplicáveis às Companhias abertas registradas na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, decidiu reapresentar as informações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018, apresentadas para fins de comparação, para incluir a demonstração do valor adicionado (“DVA”), informação por segmento, bem como efetuou reclassificações de determinadas contas, em conformidade com o pronunciamento técnico CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e o IAS 8 - “Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors”, sem modificação do resultado do exercício e do patrimônio líquido de 2019 e de 2018. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (“DVA”) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 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 individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu 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 do auditor

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 esse 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 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 e 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 de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor 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 detecta 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 de uma 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 de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos 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 de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a 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 consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, 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.

Salvador, 25 de fevereiro de 2021



DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" BA



Jônatas José Medeiros de Barcelos
Contador
CRC nº 1 RJ 093376/O-3

PETRORECONCANTO S.A. E CONTROLADAS

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020
(Em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Controladora			Consolidado			Nota explicativa	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE													
Caixa e equivalentes de caixa	11.663	19.977	17.180	30.861	56.265	20.027		49.022	24.438	32.514	80.089	42.515	32.540
Aplicação financeira	9.993	-	-	66.414	45	-		12.002	13.061	11.018	16.065	13.839	11.142
Contas a receber de clientes	52.578	43.203	37.648	108.733	78.610	38.259		14.083	8.039	6.825	22.762	16.641	6.830
Estoques	127	-	-	1.211	480	100		1.355	1.355	1.183	212.931	35.320	1.183
Dividendos a receber	304	2.948	-	-	-	-		5.995	10.062	509	15.241	15.061	509
Impostos a recuperar	13.457	13.630	19.768	22.433	14.775	20.033		-	-	-	-	1.042	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	80.506	693	-		2	12.896	2	6.301	2	12.896
Outros ativos	11.161	3.039	571	12.826	1.467	465		-	-	-	-	4.489	-
Total dos ativos circulantes	99.283	82.797	75.167	322.984	152.335	78.884		83.627	70.239	52.068	354.561	142.193	52.227
NÃO CIRCULANTE													
Aplicações financeiras	-	1.191	3.277	68.597	10.137	3.277		1.379	2.908	4.308	681.109	708.699	4.308
Partes relacionadas	20.460	7.154	5.461	-	-	-		5.100	15.318	834	7.646	11.067	834
Impostos a recuperar	14	14	2.688	562	422	3.096		-	-	-	17.886	6.079	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	56.576	1.288	-		-	1.701	13.899	-	5.815	13.926
Depósitos judiciais	2.237	2.052	1.988	2.311	2.126	2.062		4.965	2.777	1.884	4.965	2.777	2.105
Outros ativos	475	2.125	619	475	383	404		10.914	10.582	9.623	33.810	25.493	10.902
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.482	-	-	3.070	-	-		22.358	33.286	30.548	745.416	759.930	32.075
Investimentos	560.003	553.797	19.482	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Imobilizado	386.092	385.099	394.154	1.599.890	1.665.535	416.628		674.941	669.295	211.408	674.941	669.295	211.408
Direito de uso em arrendamento	10.528	26.889	-	20.680	27.596	-		31.158	31.158	31.031	31.158	31.158	31.031
Intangível	4.607	3.344	1.381	5.028	4.098	1.552		160.945	229.090	179.162	160.945	229.090	179.162
Total dos ativos não circulantes	986.898	981.665	429.050	1.757.189	1.711.585	427.019		78.671	(3.391)	-	78.671	(3.391)	-
Total do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-		34.481	34.481	-	34.481	34.481	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-		-	304	-	-	304	-
Total do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-		980.196	960.937	421.601	980.196	961.797	421.601
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.086.181	1.064.462	504.217	2.080.173	1.863.920	505.903		1.086.181	1.064.462	504.217	2.080.173	1.863.920	505.903

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
PARA EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020
(Em milhares de reais - R\$, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	Controladora			Consolidado		
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA LÍQUIDA	19	264.291	305.889	290.885	787.841	339.923	299.668
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	20	(214.636)	(229.910)	(185.736)	(510.600)	(253.367)	(187.387)
LUCRO BRUTO		<u>49.655</u>	<u>75.979</u>	<u>105.149</u>	<u>277.241</u>	<u>86.556</u>	<u>112.281</u>
RECEITAS (DESPESAS)							
Gerais e administrativas	20	(37.428)	(28.064)	(23.593)	(47.486)	(31.525)	(24.763)
Outras receitas (despesas), líquidas	20	6.794	5.432	2.302	2.065	5.415	2.070
Resultado de participações societárias	8	(78.500)	15.472	4.284	-	-	-
Total		<u>(109.134)</u>	<u>(7.160)</u>	<u>(17.007)</u>	<u>(45.421)</u>	<u>(26.110)</u>	<u>(22.693)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL		<u>(59.479)</u>	<u>68.819</u>	<u>88.142</u>	<u>231.820</u>	<u>60.446</u>	<u>89.588</u>
RESULTADO FINANCEIRO							
Receitas financeiras	21	271	1.801	3.228	789	1.785	2.920
Despesas financeiras	21	(5.505)	(4.805)	(3.337)	(117.162)	(9.685)	(3.569)
Variação cambial, líquida	21	(5.090)	(824)	287	(233.084)	19.292	(245)
		<u>(10.324)</u>	<u>(3.828)</u>	<u>178</u>	<u>(349.457)</u>	<u>11.392</u>	<u>(894)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS		<u>(69.803)</u>	<u>64.991</u>	<u>88.320</u>	<u>(117.637)</u>	<u>71.838</u>	<u>88.694</u>
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL							
Corrente		(15.279)	(22.472)	(34.635)	(15.281)	(22.793)	(35.290)
Diferido		4.183	12.198	1.989	51.159	6.363	1.904
Redução - incentivo fiscal		-	8.105	17.275	-	8.274	17.641
	12	<u>(11.096)</u>	<u>(2.169)</u>	<u>(15.371)</u>	<u>35.878</u>	<u>(8.156)</u>	<u>(15.745)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		<u>(80.899)</u>	<u>62.822</u>	<u>72.949</u>	<u>(81.759)</u>	<u>63.682</u>	<u>72.949</u>
Lucro básico por ação ordinária e preferencial - R\$	16.e	<u>(0,9657)</u>	<u>1,1811</u>	<u>1,5472</u>			
Lucro diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	16.e	<u>(0,9589)</u>	<u>1,1678</u>	<u>1,5276</u>			

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE
 PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020
 (Valores expressos em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Controladora			Consolidado		
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		(80.899)	62.822	72.949	(81.759)	63.682	72.949
Instrumentos financeiros de proteção	15	-	(5.140)	-	124.336	(5.140)	-
Efeito de impostos sobre instrumentos financeiros		-	1.749	-	(42.274)	1.749	-
RESULTADO ABRANGENTE TOTAL DO EXERCÍCIO		(80.899)	59.431	72.949	303	60.291	72.949

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

PETROBRONCO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020
(Em milhares de reais - R\$)

Nota explicativa	Capital Social	Reserva de capital				Reservas de lucros			Outros resultados abrangentes		Adiantamento para futuro aumento de capital	Lucros acumulados	Patrimônio líquido da controladora	Conciliação Nota 2.3	Total do Patrimônio líquido consolidado
		Incentivo fiscal de redução de imposto de renda	Ações e opções de compra de ações outorgadas	Reserva legal	Incentivos fiscais	Reserva para reinvestimento	"Hedge accounting" de fluxo de caixa	Transação de capital							
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017															
	209.835	18.501	12.088	16.399	11.043	111.979	-	-	-	-	-	379.795	-	-	379.795
Aumento de capital social	1.573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.573	-	-	1.573
Plano de pagamento baseado em ações	-	-	492	-	-	-	-	-	-	-	-	492	-	-	492
Lucro líquido do Exercício	-	-	-	3.647	-	-	-	-	-	-	-	72.949	-	-	72.949
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.647)	-	-	-
Constituição de reserva de redução de imposto de renda	-	-	-	-	17.275	-	-	-	-	-	-	(17.275)	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios antecipados durante o exercício	-	-	-	-	-	-	-	(20.201)	-	-	-	(13.007)	-	-	(13.007)
Dividendos adicionais aprovados e pagos	-	-	-	-	-	-	-	39.020	-	-	-	(20.201)	-	-	(20.201)
Formação de reserva	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(39.020)	-	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018															
	211.408	18.501	12.530	20.046	28.318	130.798	-	-	-	-	-	421.601	-	-	421.601
Aumento de capital social	492.368	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	492.368	-	-	492.368
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	304	-	-	-	304
Plano de pagamento baseado em ações	-	-	127	-	-	-	-	-	-	-	-	127	-	-	127
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	54.234	-	-	-	-	54.234	-	-	54.234
Cisão parcial	(34.481)	-	-	-	-	-	(54.234)	-	-	-	-	(88.715)	-	-	(88.715)
Transação de capital	-	-	-	-	-	-	54.234	-	-	34.481	-	88.715	-	-	88.715
Ajuste de avaliação patrimonial de controlada	-	-	-	-	-	-	(57.625)	-	-	-	-	(57.625)	-	-	(57.625)
Resultado do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62.822	-	-	62.822
Constituição de reserva legal	-	-	-	3.141	-	-	-	-	-	-	-	(3.141)	-	-	-
Constituição de reserva de redução de imposto de renda	-	-	-	-	8.105	-	-	-	-	-	-	(8.105)	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.894)	-	-	(12.894)
Formação de reserva	-	-	-	-	-	-	-	38.682	-	-	-	(38.682)	-	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019															
	669.295	18.501	12.657	23.187	36.423	169.480	(3.391)	34.481	304	-	-	960.937	860	-	961.797
Aumento de capital social	5.342	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.342	-	-	5.342
Adiantamento para futuro aumento de capital	304	-	-	-	-	-	-	-	(304)	-	-	-	-	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial de controlada	-	-	-	-	-	-	82.062	-	-	-	-	82.062	-	-	82.062
Resultado do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(80.899)	-	(860)	(81.759)
Recompra de ações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(140)	-	-	(140)
Cancelamento de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.894	-	-	12.894
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	(68.145)	-	-	-	-	-	68.145	-	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020															
	674.941	18.501	12.657	23.187	36.423	101.335	78.671	34.481	-	-	-	980.196	-	-	980.196

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Controladora			Consolidado		
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES							
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro		(69.803)	64.991	88.320	(117.637)	71.838	88.694
Ajustes para reconciliar o lucro líquido do exercício com o caixa gerado pelas atividades operacionais:							
Juros e variações cambiais líquidas		302	368	(530)	305.886	(14.854)	992
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	4	-	-	-	(199)	(25)	(336)
Juros e variações cambiais sobre arrendamento mercantil		6.991	1.451	-	8.871	1.194	-
Depreciação e depleção do imobilizado	9	76.255	77.388	59.062	217.795	88.668	61.819
Amortização do intangível		760	454	485	753	485	485
Depreciação de direito de uso	23	11.280	10.943	-	24.037	6.258	-
Amortização do custo de aquisição de empréstimo	11	-	-	-	16.848	1.393	-
Constituição (reversão) de perda estimada na recuperação de imobilizado	9	(1.691)	1.691	-	(1.691)	1.691	(71)
Provisão (reversão) para perda em estoques		-	-	-	5.342	71	(118)
Equivalência patrimonial	8, 20	78.500	(15.472)	(4.284)	-	-	-
Provisão e reversões líquidas para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatório:	13.1	2.188	893	196	2.188	672	207
Pagamento baseado em ações e opções		5.342	127	1.887	-	127	1.887
Atualização da provisão para abandono de poços	14	1.740	1.109	1.323	5.480	1.254	1.501
Reversão para provisão de abandono de poços	14	(1.408)	(150)	(1.876)	(1.975)	(243)	(2.027)
Baixa de imobilizado e arrendamentos mercantis		39.904	7.192	680	81.277	8.037	1.688
VARIAÇÕES NOS ATIVOS							
Contas a receber de clientes		(9.375)	(5.555)	(8.880)	(30.123)	(40.351)	(9.067)
Estoques		(127)	-	-	(731)	(451)	297
Impostos a recuperar		173	8.812	43	(7.798)	7.932	(55)
Depósitos judiciais		(185)	(64)	(31)	(185)	(64)	(32)
Outros ativos		(6.472)	(8.458)	1.314	(11.451)	(981)	438
VARIAÇÕES NOS PASSIVOS							
Fornecedores		24.584	(8.076)	14.757	37.574	9.975	14.697
Salários e encargos sociais		(1.059)	2.043	3.956	2.226	2.697	4.000
Impostos a recolher		(9.101)	(13.153)	(11.462)	(7.736)	(4.708)	(11.860)
Abandono de poços		-	-	-	-	-	(116)
Outras contas a pagar		780	1.012	(7)	780	593	(25)
Juros pagos		(308)	(464)	(682)	(67.929)	(464)	(682)
Juros de arrendamento mercantil pago	23	(2.124)	(1.451)	-	(4.079)	(1.194)	-
Imposto de renda e contribuição social pagos		(135)	-	(552)	(1.424)	-	(552)
CAIXA GERADO NAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		147.011	125.631	143.719	456.099	139.550	151.764
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS							
Empréstimos para partes relacionadas		(13.306)	3.051	778	-	-	-
(Aplicações) resgates de aplicações financeiras		(8.802)	2.086	549	(124.829)	(6.905)	549
Adições ao imobilizado	9, 26	(117.230)	(80.964)	(107.250)	(225.996)	(1.332.983)	(112.663)
Dividendos recebidos	8	-	-	1.000	-	-	-
Adições ao intangível		(1.618)	(652)	(300)	(1.559)	(1.266)	(472)
Aumento de capital social em controladas	8	-	(525.182)	-	-	-	-
CAIXA APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(140.956)	(601.661)	(105.223)	(352.384)	(1.341.154)	(112.586)
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO							
Captação de financiamento	12	-	-	-	-	807.160	-
Pagamentos de financiamentos	12	(1.522)	(1.393)	(1.117)	(104.585)	(1.393)	(1.117)
Custo de captação de financiamentos	12	-	-	-	-	(52.871)	-
Amortização de arrendamento mercantil - principal	23	(12.707)	(12.452)	(363)	(24.394)	(7.726)	(363)
Aumento de capital social	16.a	-	492.368	179	-	492.368	179
Recompra de ações		(140)	-	-	(140)	-	-
Dividendos pagos	16.f	-	-	(35.000)	-	-	(35.000)
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	304	-	-	304	-
CAIXA GERADO PELAS (APLICADO NAS) ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(14.369)	478.827	(36.301)	(129.119)	1.237.842	(36.301)
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(8.314)	2.797	2.195	(25.404)	36.238	2.877
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	4	19.977	17.180	14.985	56.265	20.027	17.150
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	4	11.663	19.977	17.180	30.861	56.265	20.027
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(8.314)	2.797	2.195	(25.404)	36.238	2.877

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Controladora			Consolidado		
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Geração do valor adicionado							
Receitas:							
Serviços	19	282.314	329.447	314.296	282.314	329.447	314.296
Produtos	19	-	-	-	633.599	42.590	9.746
Outras		7.934	8.056	811	4.600	6.896	1.080
Total das receitas		290.248	337.503	315.107	920.513	378.933	325.122
Insumos adquiridos de terceiros							
Custos dos produtos, das mercadorias e dos serviços vendidos		(24.869)	(26.957)	(15.336)	(64.812)	(29.236)	(16.063)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(74.874)	(75.615)	(70.310)	(109.246)	(86.231)	(73.440)
Recuperação (perda) de valores ativos		550	(5.438)	(488)	(28)	(5.509)	(1.307)
Total de insumos adquiridos de terceiros		(99.193)	(108.010)	(86.134)	(174.086)	(120.976)	(90.810)
Valor adicionado bruto		191.055	229.493	228.973	746.427	257.957	234.312
Depreciação, amortização e depleção		(88.295)	(88.785)	(59.547)	(242.585)	(95.379)	(62.304)
Valor adicionado líquido produzido pela entidade		102.760	140.708	169.426	503.842	162.578	172.008
Valor adicionado recebido em transferência:							
Receitas financeiras		3.034	2.908	5.840	13.274	22.200	7.279
Resultado Equivalência patrimonial	8	(78.500)	15.472	4.284	-	-	-
Total do valor adicionado recebido em transferência		(75.466)	18.380	10.124	13.274	22.200	7.279
Valor adicionado total a distribuir		27.294	159.088	179.550	517.116	184.778	179.287
Distribuição do valor adicionado:							
Pessoal:							
Remuneração direta		41.350	32.215	28.567	57.324	34.460	28.926
Benefícios		11.541	11.568	10.815	19.418	12.621	10.870
FGTS		1.855	1.838	1.565	3.004	1.982	1.582
Impostos, taxas e contribuições:							
Federais		27.872	21.533	33.313	25.185	31.265	34.620
Estaduais		73	122	52	65.741	4.713	52
Municipais		8.886	12.037	11.878	8.886	12.037	11.878
Remuneração do capital de terceiros:							
Aluguéis		3.258	10.217	14.749	9.721	9.976	9.279
Royalties		-	-	-	46.865	3.234	958
Juros		13.358	6.736	5.662	362.731	10.808	8.173
Remuneração do capital próprio:							
Dividendos pagos	16.f	-	-	35.000	-	-	35.000
Lucros retidos		(80.899)	62.822	37.949	(81.759)	63.682	37.949
Valor adicionado distribuído		27.294	159.088	179.550	517.116	184.778	179.287

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

PETRORECÔNCAVO S.A. E SUAS CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto se indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”, “PetroRecôncavo” ou “Controladora”) atua na operação e produção de campos maduros de petróleo e gás natural no Brasil. Estabelecida no município de Mata de São João, no Estado da Bahia, foi constituída em 21 de julho de 1999, com o objetivo de, junto à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras S.A., através de “contrato de produção com cláusula de risco”, datado de 1º de fevereiro de 2000, realizar a reabilitação, reativação e rejuvenescimento de 12 campos de petróleo e gás “maduros” na Bacia do Recôncavo no Brasil, com prazo de vigência de vinte e sete anos contado da data de sua assinatura, prorrogável por idêntico período, a critério da ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Essa atividade envolve o planejamento e execução de todas as etapas da cadeia de produção de um campo de petróleo e gás, tais como o estudo de reservatório, execução de programas de intervenção, acompanhamento e controle da produção, incluindo medição, transporte e manuseio da produção.

Em operação desde fevereiro de 2000, a PetroRecôncavo é remunerada mensalmente pela produção de petróleo e gás natural, exclusivamente da Petrobras S.A., conforme cláusula segunda do “contrato de produção com cláusula de risco” firmado entre as partes, que determina que os hidrocarbonetos produzidos dentro das áreas estabelecidas no mesmo constituem-se em propriedade exclusiva da Petrobras. As áreas de exploração nas quais a PetroRecôncavo atua referem-se a campos cujas concessões pertencem à Petrobras.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco” reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde julho de 2020 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Com o fechamento da transação o “contrato de produção com cláusula de risco” será encerrado.

As controladas da Companhia são a Recôncavo E&P S.A. (“Recôncavo”), a Recôncavo America LLC (“Recôncavo América”) e a Potiguar E&P S.A. (“Potiguar”) (em conjunto com a PetroRêncavo denominada “Grupo”), cujos descritivos das operações está apresentado a seguir:

Recôncavo

A Recôncavo foi constituída em 22 de março de 2004 e tem como objeto social o desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e demais produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) qualquer outra atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados. A Recôncavo opera as concessões para a exploração e produção de campos e blocos próprios, atuando em campos mediante concessão obtida junto à ANP - Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

A controlada Recôncavo E&P S.A. é concessionária para exploração dos campos Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul, Acajá-Burizinho e Juriti, que foram adquiridos nas 4ª e 6ª rodadas de licitações da ANP.

Recôncavo America

A Recôncavo América, constituída em 15 de maio de 2006, baseada no Estado de Delaware nos Estados Unidos da América, com o objetivo de adquirir equipamentos utilizados em campos de petróleo, especialmente sondas de produção e perfuração terrestres, e alugá-los no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural, denominado REPETRO. Estes equipamentos são prioritariamente para uso nas operações da Companhia e controlada, mas em períodos de utilização reduzida, estes podem ser alugados a terceiros. Em dezembro de 2020 a Recôncavo América vendeu seus ativos para a controladora Petrorecôncavo S/A e sua controlada Potiguar pelo montante de R\$18.156, conforme valores contábeis na data.

Potiguar

A Potiguar E&P S.A., com sede no município de Mossoró, Estado do Rio Grande do Norte, é uma companhia de capital fechado que foi constituída em 15 de junho de 2018 e é controlada pela PetroRecôncavo S.A.

A Potiguar tem como objeto social desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e demais produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) qualquer outra atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados. A Potiguar consolida as concessões para a exploração e produção de campos próprios, atuando em campos mediante concessões obtidas junto à ANP - Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

A Potiguar é concessionária para exploração e produção dos campos Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Jandui, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Maçarico, Pajeú, Pardal, Patativa, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha, que foram adquiridos junto à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e cujas operações iniciaram em 10 de dezembro de 2019. A Potiguar é a operadora de todas as concessões acima listadas, com exceção: (i) dos campos de Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata que atualmente são operados pela Sonangol Hidrocarbonetos S.A.; (ii) dos campos de Cardeal e Colibri que atualmente são operados pela Partex.

Em decorrência das operações da Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar estarem vinculadas exclusivamente à Petrobras S.A., os resultados da Companhia e de sua controlada podem ser afetados em virtude da dependência de apenas um cliente.

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia acredita que se encontrava com liquidez satisfatória, mesmo apresentado capital circulante líquido negativo, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, de R\$31.577. A Administração julga que a Companhia não tem risco significativo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa no conceito de EBITDA, considerando que essa geração de caixa é suficiente para pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e para cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações.

Adicionalmente, a Administração entende que o perfil de vencimento da dívida é condizente com a geração de caixa da Companhia.

1.1. Principais medidas e impactos decorrentes da COVID-19

Como é amplamente conhecido, a pandemia relacionada ao vírus COVID -19 vem gerando mudanças nos mercados mundiais e também brasileiros. Como consequência a taxa de dólar se valorizou em relação à data base do relatório de 31 de dezembro de 2019 em 29%. A taxa de câmbio comercial passou de R\$4,03 em 31 de dezembro de 2019 para aproximadamente R\$5,20. Face ao cenário apresentado, a Companhia tem mantido monitoramento constante sobre a evolução do tema e avaliando os possíveis impactos que podem ser gerados nas operações. Entretanto, suas operações vinculadas em dólar possuem um “hedge” natural, devido ao fato do produto de suas vendas e prestações de serviços serem baseados também em dólar.

A Companhia vem monitorando atentamente os impactos da pandemia de COVID-19 em seu negócio e nas comunidades onde atua. Com isso a Companhia adotou as medidas recomendadas pelas autoridades de saúde e pela sua área médica, para proteção aos colaboradores. Abaixo estão algumas das medidas adotadas:

- (i) Respeitando o decreto 10.282, de 20 de Março de 2020, que classificou a “produção de petróleo e produção, distribuição e comercialização de combustíveis, biocombustíveis, gás liquefeito de petróleo e demais derivados de petróleo” como “atividade essencial”, as atividades operacionais foram mantidas.
- (ii) Recomendação para colaboradores e contratados não essenciais para a operação trabalharem remotamente.
- (iii) Espaçamento das pessoas nos ambientes de trabalho.
- (iv) Suspensão temporárias de viagens não essenciais, visitas, treinamentos presenciais e deslocamentos.

- (v) Divulgação, através da intranet e de cartilhas, de orientações sobre medidas e cuidados a serem adotados por todos os colaboradores.
- (vi) Realização de testes de infecção periódicos.
- (vii) Monitoramento dos colaboradores para identificação de sintomas e imediato afastamento.
- (viii) Preparação de instalações para operação em regime de confinamento, caso necessário.

Adicionalmente, em linha com seu valor fundamental, segurança, a Companhia passou a operar seus ativos com as equipes mínimas necessárias. Além disso, a Companhia adotou uma série de medidas para preservação do caixa a fim de manter a sua solidez financeira e a resiliência dos seus negócios, dentre as quais destacamos:

- (i) Redução dos custos fixos.
- (ii) Otimizações do capital de giro com postergação de investimentos.
- (iii) Adicionalmente, em março de 2020, devido a divergências entre grandes produtores mundiais de petróleo, além da decorrência da redução da demanda e consequente aumento dos estoques, o preço do petróleo tipo “brent” teve uma queda substancial nos mercados internacionais, caindo de patamares de US\$65/bbl para US\$20/bbl. A partir de maio de 2020, os preços passaram a se recuperar e estão sendo negociados, aproximadamente, entre US\$50/bbl e US\$55/bbl. Essa queda durante o ano afetou as atividades da Companhia, sobretudo gerando a postergação de projetos de investimento. Como a Companhia adota política de “hedge” para os preços de petróleo, essa oscilação foi fortemente mitigada e os impactos na geração de caixa foram minimizados.

A Companhia revisou sua projeção para as receitas e dos fluxos de caixa operacionais para o ano de 2020 e não verificou a necessidade de reconhecer uma perda ao valor recuperável no ativo imobilizado, tributos diferidos e contas a receber. Considerando a imprevisibilidade da evolução do surto e dos seus impactos, a atual estimativa do efeito financeiro do surto nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS NA PREPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1. Declaração de conformidade

- a) As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB” e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Essas demonstrações financeiras evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão, conforme OCPC 07.

2.2. Base de elaboração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto se informado de outra forma, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir.

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação organizada entre participantes do mercado na data de mensuração, independentemente de esse preço ser diretamente observável ou estimado usando outra técnica de avaliação. Ao estimar o valor justo de um ativo ou passivo, o Grupo leva em consideração as características do ativo ou passivo no caso de os participantes do mercado levarem essas características em consideração na precificação do ativo ou passivo na data de mensuração. O valor justo para fins de mensuração e/ou divulgação nestas demonstrações financeiras consolidadas é determinado nessa base, exceto por operações de pagamento baseadas em ações que estão inseridas no escopo da IFRS 2 (CPC 10 (R1)), operações de arrendamento mercantil que estão inseridas no escopo da IFRS16 (CPC 06 (R2)) - Arrendamentos e mensurações que tenham algumas similaridades ao valor justo, mas não sejam valor justo, como valor líquido a realizar mencionado na IAS 2 (CPC 16 (R1)) - Estoques ou valor em uso na IAS 36 (CPC 01 (R1)) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

A Administração da Companhia autorizou a emissão das presentes demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 25 de fevereiro de 2021.

O resumo das principais políticas contábeis adotadas pela Companhia está apresentado a seguir:

2.3. Bases de consolidação e investimentos em controladas

A Companhia consolida todas as investidas sobre as quais detém o controle, isto é, quando está exposta ou tem direitos a retornos variáveis de seu envolvimento com a investida, tem poder e a capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pela Companhia.

Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras das controladas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são efetuados nas demonstrações financeiras da controladora para apresentar os mesmos saldos de patrimônio líquido e resultado do exercício das demonstrações consolidadas.

Reconciliação do patrimônio líquido e do resultado entre a controladora e o consolidado

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia era arrendatária de 21 bens da controlada Recôncavo América que foram considerados dentro do escopo do IFRS 16 e, conseqüentemente registrado nas demonstrações individuais da Petrorecôncavo o ativo de direito de uso e os passivos pelos valores a pagar pelo arrendamento.

Para fins de consolidação a Companhia desfez esse reconhecimento de forma a poder eliminar os saldos consolidados entre a Petrorecôncavo (arrendatária) e a Recôncavo América (arrendadora). Desta forma, esses bens ficaram registrados no ativo imobilizado consolidado.

Em dezembro de 2020, a Recôncavo América vendeu seus ativos arrendados para a Companhia e para a sua controlada Potiguar.

Essa movimentação gerou uma diferença no ano de 2020 entre o patrimônio líquido e o resultado do exercício da controladora e do consolidado. A conciliação entre o patrimônio líquido e do resultado individual e consolidado está abaixo apresentado para 31 de dezembro de 2020:

	<u>Resultado</u>	<u>Patrimônio líquido</u>
Saldo da controladora	(80.899)	980.196
Efeito do desreconhecimento do CPC 06(R2) na PetroRecôncavo 2019	-	860
Efeito da baixa dos contratos do CPC 06(R2) na PetroRecôncavo 2020	<u>(860)</u>	<u>(860)</u>
Saldo do consolidado	<u>(81.759)</u>	<u>980.196</u>

2.4. Moeda funcional e conversão de moedas estrangeiras

A Administração da Companhia definiu a moeda corrente do Brasil, o real (R\$), como “Moeda Funcional”, para a Companhia e também para cada uma de suas controladas, uma vez que esta é a moeda corrente no ambiente primário em que a Companhia está inserida assim como cada uma das controladas. O real é, também, a moeda de apresentação destas demonstrações financeiras.

As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data da transação. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são reconvertidos à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data do balanço e os ganhos e perdas cambiais são registrados no resultado financeiro.

2.5. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos no balanço patrimonial do Grupo quando o Grupo for parte das disposições contratuais dos instrumentos. 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 (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo por meio do resultado) são acrescidos ao ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, no 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.

Todas as compras ou vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas e baixadas na data da negociação. As compras ou vendas regulares correspondem a compras ou vendas de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado. Todos os ativos financeiros reconhecidos são subsequentemente mensurados na sua totalidade ao custo amortizado ou ao valor justo, dependendo da classificação dos ativos financeiros.

Todos os passivos financeiros são subsequentemente mensurados ao custo amortizado pelo método da taxa de juros efetiva ou ao valor justo por meio do resultado.

Em 31 de dezembro de 2020, de 2019 e de 2018, a Companhia mantinha os seguintes instrumentos financeiros classificados como ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado.

Custo amortizado

Os instrumentos financeiros incluídos nesse grupo são saldos provenientes de transações comuns como o contas a receber de clientes, dividendos a receber, saldos com partes relacionadas, depósitos judiciais, fornecedores, empréstimos e financiamentos, caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras mantidos pela Companhia. Todos estão registrados pelos seus valores nominais acrescidos, quando aplicável, de encargos e taxas de juros contratuais, cuja apropriação das despesas e receitas é reconhecida ao resultado do período.

Mensurados a valor justo por meio de resultado

Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os rendimentos de juros calculados utilizando o método de juro efetivo, ganhos e perdas cambiais e *impairment* são reconhecidos no resultado.

A Companhia avalia mensalmente as estimativas por perda pela não realização de ativos financeiros. Uma estimativa por perda é reconhecida quando há evidências objetivas que a Companhia não conseguirá receber todos os montantes a vencer ou vencidos. Quando o recebimento de um ativo financeiro é improvável, o seu valor contábil e a respectiva estimativa de perda são reconhecidos no resultado do exercício.

2.6. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia utiliza instrumentos derivativos de proteção para variação nos preços de commodities (“hedge”). Estes instrumentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que os contratos são celebrados e são subsequentemente mensurados ao seu valor justo.

O método para reconhecer contabilmente o ganho ou a perda resultante desta mensuração depende do fato do derivativo ser designado ou não como um instrumento de “hedge”, no caso da adoção da contabilidade de “hedge” (“hedge accounting”).

A Companhia designa os derivativos como instrumentos de “hedge”, quando relacionados às operações futuras altamente prováveis (“hedge” de fluxo de caixa) e documenta no início da operação a relação entre os instrumentos de “hedge” e os itens protegidos por “hedge”, bem como seus objetivos e estratégias de gestão de riscos. A Companhia também documenta, tanto no início do “hedge”, quanto em uma base contínua, se os derivativos que são usados em transações de “hedge” são altamente eficazes na compensação de variações no fluxo de caixa dos itens protegidos por “hedge”.

A parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos que são designados e qualificados como instrumentos de “hedge” nas estratégias de “hedge” de fluxo de caixa é reconhecida como “Ajuste de avaliação patrimonial de controlada” (em “Outros resultados abrangentes”) no patrimônio líquido, descontados dos impostos diferidos. O ganho ou perda relacionado à parcela não efetiva é imediatamente reconhecido no resultado do exercício.

Os valores acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado nos períodos em que os contratos objeto de “hedge” são liquidados, na mesma linha que o item objeto de “hedge” reconhecido. Quando o “hedge” deixa de cumprir os critérios para “hedge accounting”, o mesmo é prospectivamente descontinuado e todo ganho ou perda acumulada no patrimônio líquido, lá permanece enquanto operação ainda possuir expectativa de ocorrer, e sendo, a partir desse momento, os respectivos ganhos e perdas apurados nos instrumentos de “hedge”, reconhecidos no resultado do período. Quando a operação prevista não possuir mais expectativa de ocorrer, os ganhos ou perdas acumuladas acumulados no patrimônio líquido são imediatamente reciclados para o resultado do exercício.

Os valores justos dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgados na nota explicativa nº 15. O valor justo total dos instrumentos derivativos de “hedge” é classificado como ativo ou passivo não circulante quando o vencimento remanescente do item protegido em uma estratégia de “hedge” é superior a 12 meses.

2.7. Estoques

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor. O método de avaliação dos estoques é o do custo médio. O custo dos produtos acabados e dos produtos em elaboração compreende os custos de projeto, matérias-primas, mão de obra direta, outros custos diretos e as respectivas despesas diretas de produção.

Os custos incorridos para levar cada produto à sua atual localização e condição são contabilizados da seguinte forma:

- Produtos acabados - representa estoque da Recôncavo E&P S.A. e da Potiguar E&P S.A.: custo dos materiais diretos e mão de obra e uma parcela proporcional dos custos gerais indiretos de produção de óleo e gás com base na capacidade operacional normal.

A controladora PetroRecôncavo S.A. não possui estoque de produtos acabados, uma vez que a produção da companhia pertence à Petrobras S.A., concessionária dos campos operados pela Companhia.

2.8. Imobilizado

Edificações, imobilizações em andamento, móveis e utensílios e equipamentos estão demonstrados ao valor de custo, deduzido de depreciação e perda por redução ao valor recuperável acumuladas. Os custos de empréstimos, quando aplicável, são capitalizados. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados. Os terrenos estão demonstrados ao valor de custo e não sofrem depreciação.

Os gastos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás são registrados de acordo com o método dos esforços bem sucedidos e incluem as estimativas dos custos com abandono que são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações de pagamentos futuros, (ver nota explicativa nº 14). Esse método determina que custos para incremento de produção e os custos de perfuração de poços exploratórios bem sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos com geologia e geofísica, incorridos antes da determinação da viabilidade econômica das reservas, devem ser considerados despesas do período em que forem incorridos; e os custos com poços exploratórios secos e os vinculados às reservas não comerciais devem ser registrados no resultado quando são identificados como tal (ver nota explicativa nº 9).

A depleção é calculada pela taxa correspondente à relação entre o volume de óleo e gás produzido e o volume de reserva provada desenvolvida de cada grupo de campos produtores de petróleo e gás natural, limitado à data de vencimento dos contratos de concessão de cada grupo de campos.

A depreciação dos demais bens é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A vida útil estimada, os valores residuais e os métodos de depreciação são revisados no final da data do balanço patrimonial e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

O almoxarifado compreende os estoques de motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção.

Um item do imobilizado é baixado na data de sua alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado.

2.9. Intangível

Ativos intangíveis (softwares) com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzidos da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas, quando aplicável. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

2.10. Perda estimada para recuperação de ativos de longa duração

A Administração revisa o valor contábil dos ativos de vida longa, principalmente o imobilizado e intangíveis de vida útil definida a serem mantidos e utilizados nas operações da Companhia, com o objetivo de determinar e avaliar sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos não poderá ser recuperado.

São realizadas análises para identificar as circunstâncias que possam exigir a avaliação da recuperabilidade dos ativos de vida longa e medir a taxa potencial de deterioração. Os ativos são agrupados e avaliados segundo a possível deterioração, com base nos fluxos futuros de caixa projetados descontados de cada unidade geradora de caixa (grupo de campos produtores de petróleo e gás natural), durante a vida remanescente estimada dos ativos, conforme o surgimento de novos acontecimentos ou novas circunstâncias. Nesse caso, uma perda seria reconhecida com base no montante pelo qual o valor contábil excede o valor provável de recuperação de um ativo de vida longa.

O valor provável de recuperação é determinado como sendo o maior valor entre (a) o valor de venda estimado dos ativos menos os custos estimados para venda e (b) o valor em uso, determinado pelo valor presente esperado dos fluxos de caixa futuros do ativo ou da unidade geradora de caixa.

2.11. Demais ativos circulantes e não circulantes

São demonstrados ao valor de realização, incluindo, quando aplicável, os correspondentes encargos e variações monetárias e cambiais incorridas até a data do balanço.

2.12. Provisões

Provisões diversas

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou construtiva) resultante 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 dos pagamentos requeridos 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.

Quando é esperado que alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

Provisões para abandono de poços

Os gastos representativos de fechamento de poços decorrentes da finalização das atividades estão registrados a valor presente como provisão para abandono de poços. As obrigações consistem principalmente em custos associados com encerramento de atividades, desmobilização e recuperação de áreas degradadas.

Representam os gastos futuros estimados referentes à obrigação legal de recuperar o meio ambiente, desmobilizar e finalizar as atividades.

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os gastos com abandono de poços são reconhecidos como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo.

As estimativas de gastos com abandono de poços são revisadas anualmente e amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais.

2.13. Pagamento baseado em ações

Existem programas de remuneração com base em ações e opções que permitem que executivos e colaboradores estratégicos indicados pelo Conselho de Administração adquiram ações da Companhia. O valor justo das ações e opções de ações é mensurado na data da outorga usando o modelo de precificação de opção mais apropriado. Baseado no número esperado de opções que serão exercidas, o valor justo das opções outorgadas é reconhecido como despesa durante o período de carência da opção com contrapartida no patrimônio líquido. Quando as opções são exercidas, o patrimônio líquido aumenta pelo montante dos proventos recebidos.

2.14. Tributação

Imposto de renda, contribuição social corrente

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado nas demonstrações dos resultados, porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa com base nas alíquotas vigentes no fim do período.

As provisões para imposto de renda e contribuição social foram constituídas às alíquotas de 15% (quinze por cento), mais adicional de 10% (dez por cento), e 9% (nove por cento), respectivamente, sobre o lucro contábil ajustado pelas adições e exclusões admitidas pela legislação fiscal, deduzido do incentivo de redução mencionado abaixo.

Incentivo fiscal

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas.

As subvenções governamentais são reconhecidas sistematicamente no resultado durante os períodos nos quais a Companhia e suas controladas reconhecem como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar.

Ao final de cada exercício social a parcela correspondente ao incentivo apurado no exercício, a qual não compõe a base de cálculo do dividendo, é transferida da conta lucro do exercício para reserva de lucros - incentivos fiscais. Esta reserva somente poderá ser utilizada para aumentar o capital ou absorver prejuízos, desde que a Companhia cumpra com todas as suas obrigações tributárias. Até 31 de dezembro de 2009 essa reserva de incentivo fiscal era reconhecida como reserva de capital.

Controladora

A Companhia goza de benefício de incentivo fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações, limitado à capacidade de produção de petróleo em 369.984 m³/ano e gás natural em 37.594.224 m³/ano, até o exercício de 2028.

Controladas

A controlada Recôncavo E&P S.A. goza de benefício de incentivo fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações, limitado à capacidade de produção de petróleo em 96.000 barris/ano de produção de petróleo, até o exercício de 2024.

A controlada Potiguar goza de benefício de incentivo fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações, limitado à capacidade de produção de petróleo em 635.772 m³/ano e gás natural em 157.678.680 m³/ano, até o exercício de 2029. O processo para início do uso desse benefício está em fase de homologação junto à Receita Federal.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos (“imposto diferido”) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada exercício entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a Companhia apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

Os impostos diferidos ativos e passivos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias tributáveis associadas a investimentos em controladas, exceto quando a Companhia e suas controladas forem capazes de controlar a reversão das diferenças temporárias e quando for provável que essa reversão não irá ocorrer em um futuro previsível. São classificados no não circulante, independente da perspectiva de realização dos saldos.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no exercício no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada.

2.15. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções, descontos comerciais e outras deduções similares, conforme demonstrado abaixo.

Prestação de serviços

Os honorários de exploração de óleo e gás são reconhecidos quando o volume dos produtos é transferido para o cliente, mediante aprovação da medição.

Vendas de produtos

A receita de venda de produtos é reconhecida quando os produtos são entregues e a titularidade legal é transferida.

2.16. Arrendamentos

O Grupo avalia se um contrato é ou contém um arrendamento no início do contrato. O Grupo reconhece um ativo de direito de uso e correspondente passivo de arrendamento com relação a todos os contratos de arrendamento nos quais o Grupo seja o arrendatário, exceto arrendamentos de curto prazo (definidos como arrendamentos com prazo de arrendamento de no máximo 12 meses) e arrendamentos de ativos de baixo valor. Para esses arrendamentos, o Grupo reconhece os pagamentos de arrendamento operacional como despesa operacional pelo método linear pelo período do arrendamento, exceto quando outra base sistemática é mais representativa para refletir o padrão de tempo no qual os benefícios econômicos do ativo arrendado são consumidos.

O passivo de arrendamento é inicialmente mensurado ao valor presente dos pagamentos de arrendamento que não são pagos na data de início, descontados aplicando-se a taxa implícita no arrendamento. Se essa taxa não puder ser prontamente determinada, o Grupo usa sua taxa incremental de captação.

Os pagamentos de arrendamento incluídos na mensuração do passivo de arrendamento incluem:

- Pagamentos fixos de arrendamento, deduzidos de eventuais incentivos de arrendamento a receber.
- Pagamentos variáveis de arrendamento que dependem de um índice ou uma taxa, inicialmente mensurados utilizando-se o índice ou a taxa na data de início.

O passivo de arrendamento é apresentado em uma linha separada no balanço patrimonial.

O passivo de arrendamento é subsequentemente mensurado aumentando o valor contábil para refletir os juros sobre o passivo de arrendamento (usando o método da taxa de juros efetiva) e reduzindo o valor contábil para refletir o pagamento de arrendamento realizado.

O Grupo remensura o passivo de arrendamento (e faz um ajuste correspondente ao respectivo ativo de direito de uso) sempre que:

- O prazo de arrendamento for alterado ou houver um evento ou uma mudança significativa nas circunstâncias que resulte em uma mudança na avaliação do exercício do passivo de arrendamento, nesse caso o passivo é remensurado descontando-se os pagamentos de arrendamento revisados usando a taxa de desconto revisada.
- Os pagamentos de arrendamento são alterados devido a mudanças no índice ou na taxa ou uma mudança no pagamento esperado no valor residual garantido, sendo, nesse caso, o passivo de arrendamento remensurado descontando-se os pagamentos de arrendamento revisados usando a taxa de desconto não alterada (a menos que a mudança nos pagamentos de arrendamento resulte da mudança na taxa de juros variável, sendo, nesse caso, utilizada a taxa de desconto revisada).
- O contrato de arrendamento é modificado e a alteração no arrendamento não é contabilizada como um arrendamento separado, sendo, nesse caso, o passivo de arrendamento remensurado com base no prazo de arrendamento do arrendamento modificado descontando-se os pagamentos de arrendamento revisados usando a taxa de desconto revisada na data efetiva da modificação.

O Grupo não efetuou esses ajustes durante os períodos apresentados.

Os ativos de direito de uso incluem a mensuração inicial do passivo de arrendamento correspondente e os pagamentos de arrendamento efetuados na ou antes da data de início, deduzidos de eventuais incentivos de arrendamento recebidos e eventuais custos diretos iniciais. Esses ativos são subsequentemente mensurados ao custo deduzido da depreciação acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

Sempre que o Grupo assumir uma obrigação com relação aos custos para desmontar e remover um ativo arrendado, restaurar o local no qual o ativo estiver localizado ou retornar o correspondente ativo à condição exigida segundo os termos e as condições do arrendamento, a provisão é reconhecida e mensurada de acordo com a IAS 37 (CPC 25). Na medida em que os custos se referem ao ativo de direito de uso, os custos são incluídos no correspondente ativo de direito de uso, a menos que esses custos sejam incorridos para produzir estoques.

Os ativos de direito de uso são depreciados durante o período de arrendamento e a vida útil do correspondente ativo, qual for o menor. Se o arrendamento transferir a titularidade do correspondente ativo ou o custo do ativo de direito de uso refletir que o Grupo espera exercer uma opção de compra de ações, o correspondente ativo de direito de uso é depreciado durante a vida útil do correspondente ativo. A depreciação começa na data de início do arrendamento.

Os ativos de direito de uso são apresentados como uma linha separada no balanço patrimonial.

O Grupo aplica a IAS 36 (CPC 01 (R1)) para determinar se o ativo de direito de uso está sujeito à redução ao valor recuperável e contabilizar eventuais perdas por redução ao valor recuperável identificadas conforme descrito na política relacionada ao “Imobilizado”.

2.17. Receitas e despesas financeiras

Representam juros e variações monetárias e cambiais decorrentes de aplicações financeiras, depósitos judiciais e mútuos, conforme demonstrado na nota explicativa nº 21.

2.18. Destinação dos Resultados

No encerramento do ano, a Companhia destina seus resultados entre dividendos e reservas na forma prevista na legislação societária.

A proposta de distribuição de dividendos efetuada pela Administração da Companhia que estiver dentro da parcela equivalente ao dividendo mínimo obrigatório é registrada como passivo na rubrica “Dividendos propostos” por ser considerada como uma obrigação legal prevista no estatuto social da Companhia; entretanto, a parcela dos dividendos superior ao dividendo mínimo obrigatório, declarada pela Administração após o período contábil a que se referem às demonstrações financeiras, mas antes da data de autorização para emissão das referidas demonstrações financeiras, é registrada na rubrica “Dividendo adicional proposto”, quando aplicável.

2.19. Lucro por ação

O cálculo básico de resultado por ação é feito através da divisão do lucro líquido do período atribuível aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações disponíveis durante o exercício.

O lucro por ação diluído é calculado por meio da divisão do lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício, mais a quantidade média ponderada de ações ordinárias que seriam emitidas no pressuposto do exercício das opções de compra de ações.

2.20. Adoção de normas novas e revisadas

- a) IFRS 16 - Arrendamento Mercantil - CPC 06 (R2) - A norma tem como objetivo unificar o modelo de contabilização do arrendamento, exigindo dos arrendatários, reconhecer os passivos assumidos em contrapartida aos respectivos ativos correspondentes ao seu direito de uso para todos os contratos de arrendamento, a menos que apresente as seguintes características que estão no alcance da isenção da norma: (i) contrato com prazo inferior ou igual a doze meses; e (ii) possua valor imaterial, tenha como base valores variáveis ou prazo indeterminado.

A Companhia e suas controladas avaliaram os impactos em suas demonstrações financeiras, decorrentes da adoção inicial da norma, conforme nota explicativa nº 23.

Ainda em decorrência da adoção do IFRS 16, a Companhia promoveu algumas reclassificações no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2018, apresentados para fins de comparabilidade, conforme demonstrado abaixo:

	31/12/2018		
	Controladora e Consolidado		
	Conforme divulgado	Reclassificação	Reclassificado
<u>Passivo circulante</u>			
Empréstimos e financiamentos	1.692	(509)	1.183
Arrendamento mercantil - IFRS 16	-	509	509
	<u>1.692</u>	<u>-</u>	<u>1.692</u>
<u>Passivo não circulante</u>			
Empréstimos e financiamentos	5.142	(834)	4.308
Arrendamento mercantil - IFRS 16	-	834	834
	<u>5.142</u>	<u>1.343</u>	<u>5.142</u>

b) ICPC 22 (IFRIC 23) - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Também em 1º de janeiro de 2019, passou a vigorar a nova norma sobre os requisitos de reconhecimento e mensuração do pronunciamento técnico CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. A Companhia avaliou e não identificou impactos significativos em decorrência dessa interpretação, uma vez que todos os procedimentos adotados para a apuração e recolhimento de tributos sobre o lucro estão amparados na legislação vigente.

2.21. Pronunciamentos contábeis e interpretações emitidas recentemente e ainda não aplicadas pela Sociedade

A Companhia não adotou antecipadamente a seguinte norma revisada. A adoção antecipada de normas, embora encorajada pelo IASB, não é permitida no Brasil pelo CPC. A seguinte norma foi revisada pelo IASB, mas não está em vigor para o exercício de 2020:

Alterações ao CPC 15 (R1): Definição de negócios

Em outubro de 2018, o IASB emitiu alterações à definição de negócios em IFRS 3, sendo essas alterações refletidas na revisão 14 do CPC, alterando o CPC 15 (R1) para ajudar as entidades a determinar se um conjunto adquirido de atividades e ativos consistem ou não em um negócio. Elas esclarecem os requisitos mínimos para uma empresa, eliminam a avaliação sobre se os participantes no mercado são capazes de substituir qualquer elemento ausente, incluem orientações para ajudar entidades a avaliar se um processo adquirido é substantivo, delimitam melhor as definições de negócio e de produtos e introduzem um teste de concentração de valor justo opcional. Novos casos ilustrativos foram fornecidos juntamente com as alterações.

Como as alterações se aplicam prospectivamente a transações ou outros eventos que ocorram na data ou após a primeira aplicação, a Companhia e suas controladas não serão afetadas por essas alterações na data de transição.

2.22. Reapresentação de informações anteriormente apresentadas

As demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019 foram emitidas em 2 de abril de 2020 e a Administração, com o objetivo de adequar às exigências regulatórias aplicáveis às Companhias abertas registradas na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e em conformidade com o CPC 23, decidiu reapresentar as respectivas demonstrações financeiras para incluir a Demonstração do Valor Adicionado (DVA), informação por segmento, bem como detalhou informações de algumas notas explicativas e efetuou reclassificações de determinadas contas, sem modificação do resultado do exercício e do patrimônio líquido de 2019. O conselho de Administração aprovou a reemissão destas demonstrações financeiras em 23 de fevereiro de 2021.

As seguintes reclassificações foram efetuadas:

- 1) Apresentação de saldos ativos e passivos de instrumentos financeiros derivativos em linha com o conceito estabelecido pelo CPC 39. A Companhia entende que por não ter a intenção de liquidar os contratos em base líquida esses valores devem ser apresentados separadamente. Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia não possuía transações com instrumentos financeiros derivativos.

ATIVO	Consolidado		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019
CIRCULANTE			
Instrumentos financeiros	-	693	693
Outros ativos circulantes	151.642	-	151.642
Total dos ativos circulantes	151.642	693	152.335
NÃO CIRCULANTE			
Instrumentos financeiros	-	1.288	1.288
Investimentos	-	-	-
Outros ativos não circulantes	1.710.297	-	1.710.297
Total dos ativos não circulantes	1.710.297	1.288	1.711.585
TOTAL DO ATIVO	1.861.939	1.981	1.863.920
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019
CIRCULANTE			
Instrumentos financeiros	349	693	1.042
Outros passivos circulantes	141.151	-	141.151
Total dos passivos circulantes	141.500	693	142.193
NÃO CIRCULANTE			
Instrumentos financeiros	4.791	1.288	6.079
Outros passivos não circulantes	753.851	-	753.851
Total dos passivos não circulantes	758.642	1.288	759.930
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Patrimônio líquido	961.797	-	961.797
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.861.939	1.981	1.863.920

- 2) Reclassificação do efeito dos instrumentos financeiros derivativos realizados da linha de outras receitas e despesas, líquidas para a linha de receita líquida. Essa reclassificação foi feita para que o resultado do instrumento de “hedge” acompanhe o item de “hedge” protegido em linha com o conceito de contabilidade de “hedge” estabelecido pelo CPC 48. Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia não possuía transações com instrumentos financeiros derivativos.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2019	Controladora			Consolidado		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
Receita Líquida	291.149	14.740	305.889	325.354	14.569	339.923
Custos dos serviços prestados e dos produtos vendidos	(229.910)	-	(229.910)	(253.367)	-	(253.367)
Lucro Bruto	61.239	14.740	75.979	71.987	14.569	86.556
RECEITAS (DESPESAS)						
Gerais e administrativas	(28.064)	-	(28.064)	(31.525)	-	(31.525)
Outras receitas e despesas, líquidas	20.172	(14.740)	5.432	19.984	(14.569)	5.415
Resultado de participações societárias	15.472	-	15.472	-	-	-
Total	7.580	(14.740)	(7.160)	(11.541)	(14.569)	(26.110)
Resultado financeiro	(3.828)	-	(3.828)	11.392	-	11.392
Imposto de renda e contribuição social	(2.169)	-	(2.169)	(8.156)	-	(8.156)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	62.822	-	62.822	62.822	-	63.682

3. USO DE ESTIMATIVAS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revistas de maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As informações sobre incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuam um risco significativo de resultar em um ajuste material dentro do próximo exercício estão relacionadas, principalmente, aos seguintes aspectos: determinação do volume de reserva dos poços para mensuração da depleção; de taxas de desconto a valor presente utilizados na mensuração da provisão para abandono de poços; vida útil dos bens do imobilizado; perda por “impairment”; imposto de renda e contribuição social diferidos; valor justo das ações registradas nos planos de pagamentos baseado em ações; valor justo dos instrumentos financeiros derivativos e provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, as quais, apesar de refletirem o julgamento da melhor estimativa possível por parte da Administração da Companhia e de suas controladas, relacionadas à probabilidade de eventos futuros, podem eventualmente apresentar variações em relação aos dados e valores reais.

As premissas e estimativas significativas para demonstrações financeiras estão relacionadas a seguir:

a) Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia e suas controladas reconhecem ativos e passivos diferidos com base nas diferenças entre o valor contábil apresentado nas demonstrações financeiras e a base tributária dos ativos e passivos utilizando as alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo. A Companhia e suas controladas revisam regularmente os impostos diferidos ativos em termos de possibilidade de recuperação, considerando-se o lucro histórico gerado e o lucro tributável futuro projetado, de acordo com um estudo de viabilidade técnica.

b) Provisão para abandono de poços

Os gastos representativos de fechamento de poços decorrentes da finalização das atividades estão registrados a valor presente como provisão para abandono de poços. As obrigações consistem principalmente em custos associados com encerramento de atividades, desmobilização e recuperação de áreas degradadas. Ver nota explicativa nº 14.

c) Determinação do volume de reserva dos poços para mensuração da depleção

Anualmente, a Companhia e suas controladas revisam o volume das reservas totais de petróleo e gás natural. As estimativas de reservas são certificadas pelo perito independente “Netherland Sewell & Associates Inc. - NSAI”.

d) “Impairment”

Anualmente, a Administração revisa o valor contábil dos ativos de vida longa, principalmente o imobilizado e intangíveis de vida útil definida a serem mantidos e utilizados nas operações da Companhia, com o objetivo de determinar e avaliar sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos não poderá ser recuperado.

São realizadas análises para identificar as circunstâncias que possam exigir a avaliação da recuperabilidade dos ativos de vida longa e medir a taxa potencial de deterioração. Os ativos são agrupados e avaliados segundo a possível deterioração, com base nos fluxos futuros de caixa projetados descontados de cada unidade geradora de caixa (grupo de campos produtores de petróleo e gás natural), durante a vida remanescente estimada dos ativos, conforme o surgimento de novos acontecimentos ou novas circunstâncias. Nesse caso, uma perda seria reconhecida com base no montante pelo qual o valor contábil excede o valor provável de recuperação de um ativo de vida longa.

O valor provável de recuperação é determinado como sendo o maior valor entre (a) o valor de venda estimado dos ativos menos os custos estimados para venda e (b) o valor em uso, determinado pelo valor presente esperado dos fluxos de caixa futuros do ativo ou da unidade geradora de caixa.

Em 2020, em consonância com a norma contábil, e considerando o primeiro ano completo de operação da Potiguar, a Companhia alterou suas unidades geradora de caixa de campos de petróleo para grupo de campos produtores de petróleo e gás natural). Os motivos que levaram a modificação foram:

- a) a aquisição, em dezembro de 2019, da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos produtores de petróleo e gás natural, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, denominado Polo Riacho da forquilha.
- b) a estrutura de gestão passou a ser pelos grupos de campos produtores de petróleo e gás natural (polos), além da utilização de ativos compartilhados dentro dos polos.

Em linha com essa alteração de estimativa a Companhia alterou também distribuição da base de depleção dos ativos, que considerava o total dos ativos por campo e passou a considerar o total por distrito. Os impactos da alteração da definição da unidade foram: 1) aumento da depleção dos ativos da Companhia em R\$1.891; 2) reversão do impairment reconhecido em 2019 pela Companhia de R\$1.691; e 3) diminuição da despesa de depleção no consolidado, líquida do efeito de impostos, no montante de R\$12.877.

e) Valor justo das ações registradas nos planos de pagamentos baseados em ações

A PetroRecôncavo concedeu aos seus administradores e colaboradores ações emitidas pela Companhia, como parte do pagamento anual aos executivos. As novas ações emitidas nesse ato foram subscritas pelos administradores da Companhia e integralizadas pelo valor justo das mesmas. A diferença entre o valor subscrito e o montante integralizado em espécie pelos administradores e colaboradores foi contabilizado integralmente como despesa dentro do exercício.

A PetroRecôncavo concedeu a colaboradores que exercem funções estratégicas na Companhia opções de compra de ações emitidas pela Companhia sem custos para os mesmos. O valor justo dos pagamentos baseados em ações e liquidados em ações determinado na data da outorga é registrado pelo método linear como despesa durante o prazo no qual o direito é adquirido (serviço prestado), com base em estimativas do Grupo sobre a quantidade de instrumentos patrimoniais que serão eventualmente adquiridos. No fim de cada período de relatório, o Grupo revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos patrimoniais que serão adquiridos em virtude do efeito das condições de aquisição que não se baseiam no mercado. O impacto da revisão em relação às estimativas originais, se houver, é reconhecido no resultado do período, de tal forma que a despesa acumulada reflita as estimativas revisadas com o correspondente ajuste nas reservas. Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

Derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que os contratos de derivativos são celebrados e são subsequentemente remensurados ao seu valor justo no final de cada período de relatório. As informações relacionadas ao tema estão apresentadas na nota explicativa nº 2.6 e na nota explicativa nº 15.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Bancos conta movimento	289	24	1.312	9.045	737	1.964
Aplicações financeiras:						
Certificado de depósito bancário						
e fundos de renda fixa	11.374	19.953	15.868	21.816	55.528	18.063
Total	11.663	19.977	17.180	30.861	56.265	20.027

As aplicações referem-se a operações de renda fixa (CDB - Certificado de Depósito Bancário), indexados de 75,00% (Certificado de Depósito Interbancário) (74,10% em 2019 e 74,81% em 2018) e a fundos de investimento com rendimentos equivalentes à taxa de 131,93% a 177,07% do CDI (82,10% a 100,72% do CDI em 2019 e 96,01% a 101,99% do CDI em 2018). A Companhia e suas controladas podem resgatar imediatamente essas aplicações sem ônus ou restrição e seus valores de mercado não diferem dos valores registrados contabilmente.

A controlada Recôncavo América LLC, possui, em 31 de dezembro de 2020, R\$7.900 (2019, 678 e 2018, R\$610) em caixa e equivalentes de caixa, mantido em dólar norte-americano. Em 2020 a Controlada registrou R\$199 (2019, R\$25 e 2018, 336) referente a variação cambial dos saldos mantidos em moeda estrangeira.

Aplicações financeiras

	Controladora		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Aplicações financeiras	9.993	1.191	3.277
Total	9.993	1.191	3.277
Circulante	9.993	-	-
Não circulante	-	1.191	3.277
	Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Aplicações financeiras	135.011	10.182	3.277
Total	135.011	10.182	3.277
Circulante	66.414	45	-
Não circulante	68.597	10.137	3.277

A Controlada Potiguar deve manter aplicações financeiras como garantia para o empréstimo de, no mínimo, R\$119.530 em 31 de dezembro de 2020. Esse valor está aplicado em Fundo Cambial (Itaú Cambial FICFI), registrados na rubrica de aplicações financeiras e com rendimentos equivalentes a - 4,35% no ano calculado pelo valor aplicado, sendo que:

- Todos os recursos do Fundo Cambial da Conta Reserva do Serviço da Dívida representam uma Aplicação Restrita de Longo Prazo, uma vez que não estão disponíveis e permanecerão bloqueados até o fim do financiamento, previsto para abril de 2024, conforme contrato.
- Todas os recursos do Fundo Cambial das outras contas vinculantes (Conta Retenção, Conta Reserva de Caixa e Conta Centralizadora) representam uma Aplicação Restrita de Curto Prazo, uma vez que não estão disponíveis, mas deverão ser utilizadas em até 12 meses.

O Fundo Cambial tem como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real. Uma vez que a dívida da Controlada é em dólar, a Companhia visa, portanto, se proteger da variação cambial.

5. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Petrobras S.A.	52.578	43.203	37.648	108.733	78.610	38.259
Total	52.578	43.203	37.648	108.733	78.610	38.259

A Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2020, 2019 e de 2018 não possuíam saldos vencidos e nem perda estimada em créditos de liquidação duvidosa. As faturas são emitidas contra o cliente Petrobras S.A. com um prazo médio de vencimento de 30 a 50 dias. A Companhia e suas controladas não possuem histórico de perdas nem atrasos materiais de recebíveis e não há expectativa de perda futura para tais recebíveis.

6. IMPOSTOS A RECUPERAR

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
IRRF	89	43	26	169	79	28
IRPJ	9.166	11.969	21.590	11.146	11.985	21.593
CSLL	2.322	72	69	3.212	72	69
PIS	207	220	91	776	362	99
COFINS	824	860	591	3.717	1.529	647
ICMS	-	-	-	2.678	673	538
Outros	863	480	89	1.297	497	155
Total	13.471	13.644	22.456	22.995	15.197	23.129
Total circulante	13.457	13.630	19.768	22.433	14.775	20.033
Total não circulante	14	14	2.688	562	422	3.096

7. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
PIS, COFINS, CIDE e IRPJ (a)	1.287	1.287	1.287	1.303	1.287	1.287
IRPJ	-	-	-	17	17	-
Trabalhistas	826	639	594	826	639	594
Outros	124	126	107	165	183	181
Total	2.237	2.052	1.988	2.311	2.126	2.062

- (a) Em 2007, a Companhia foi autuada por suposto não recolhimento de PIS e COFINS. O auto em questão é considerado improcedente devido à existência de pagamentos relacionados aos débitos dos referidos impostos. A Companhia ajuizou ação anulatória e depositou em juízo os valores referentes aos impostos supracitados. Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e de 2018, a Companhia possui registrado o montante atualizado de R\$1.287 como depósito judicial de PIS e COFINS. A Companhia, com base na opinião de seus advogados, que entendem que as chances de êxito da Companhia são prováveis, não constituiu qualquer provisão nestas demonstrações financeiras.

8. INVESTIMENTOS

Informações sobre as investidas

Investidas	Data-base	Ações Ordinárias Possuídas (em milhares)	Participação no capital integralizado %	Capital social	Ativo total	Passivo total	Patrimônio líquido	Receita bruta	Lucro Líquido (Prejuízo) do exercício
Recôncavo E&P S.A.	31/12/20	6.561	100	6.561	15.145	3.483	11.662	7.050	(1.220)
Recôncavo America LLC	31/12/20	n/a	100	9.242	26.904	-	26.904	8.598	16.269
Potiguar E&P S.A.	31/12/20	525.183	100	525.183	1.554.911	1.033.474	521.437	626.549	(93.549)
Recôncavo E&P S.A.	31/12/19	6.561	100	6.561	16.488	3.606	12.882	8.080	1.458
Recôncavo America LLC	31/12/19	n/a	100	9.242	10.743	108	10.635	6.532	2.881
Potiguar E&P S.A.	31/12/19	525.183	100	525.183	1.354.980	824.700	530.280	34.681	11.133
Recôncavo E&P S.A.	31/12/18	6.561	100	6.561	14.146	2.418	11.728	9.746	2.372
Recôncavo America LLC	31/12/18	n/a	100	9.242	13.215	5.461	7.754	5.562	1.912

Movimentação

	Recôncavo E&P S.A.	Recôncavo America LLC	Potiguar E&P S.A.	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2018	11.728	7.754	-	19.482
Equivalência patrimonial	1.458	2.881	11.133	15.472
Transação de capital - (i)	-	-	88.715	88.715
Dividendos propostos	(304)	-	(2.644)	(2.948)
Aumento de capital social (ii)	-	-	490.701	490.701
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	(57.625)	(57.625)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	12.882	10.635	530.280	553.797
Equivalência patrimonial	(1.220)	16.269	(93.549)	(78.500)
Cancelamento de dividendos (iii)	-	-	2.644	2.644
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	82.062	82.062
Saldos em 31 de dezembro de 2020	11.662	26.904	521.437	560.003

- (i) Refere-se à cessão dos investimentos da Potiguar cedidos para a Petrorecôncavo conforme nota explicativa 16.h
- (ii) Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foram emitidas 525.181.321 (quinhentas e vinte e cinco milhões, cento e oitenta e uma mil, trezentos e vinte e uma) ações ordinárias da investida Potiguar a um preço de subscrição de R\$1 (um real), sendo R\$490.701 em moeda corrente e R\$34.481 por meio de incorporação de acervo líquido cindido da PetroRecôncavo S.A. (ver nota 16h). O valor total investido pela Companhia na Potiguar no exercício foi de R\$525.182. Todas as ações foram subscritas e integralizadas pela Companhia.
- (iii) Conforme mencionado na nota explicativa nº 11, o contrato de financiamento obtido com o intuito de financiar parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, proíbe o pagamento de dividendos pela Companhia e suas controladas oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2020. Considerando essas restrições, e de forma similar a 2019, a Administração da Companhia recomendou aos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.

Em 31 de dezembro de 2019 a PetroRecôncavo, a Potiguar e a Recôncavo constituíram dividendos mínimos obrigatórios nos valores de R\$12.894, R\$2.644 e R\$304, respectivamente. Tais dividendos foram cancelados nas respectivas Assembleias Gerais Ordinárias realizadas em 30 de junho de 2020, com exceção da Recôncavo, cuja Assembleia Geral Ordinária ainda não foi realizada. A Administração da Companhia recomendará os acionistas da Recôncavo E&P S.A. na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.

9. IMOBILIZADO

Mapa de movimentação

	Controladora								
	Saldo em 31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas (vii)	Transferências	Saldo em 31/12/2020
Custo				(a)				(a)	
Terrenos	80	-	-	-	80	-	-	-	80
Imóveis e construções	9.739	-	-	(1.940)	7.799	8	(2)	-	7.805
Máquinas e equipamentos	15.912	265	(1.205)	808	15.780	16.425	(47)	1.017	33.175
Móveis e utensílios	9.312	1.364	(133)	-	10.543	669	-	65	11.277
Veículos	2.636	388	(34)	284	3.274	113	-	-	3.387
Computadores e periféricos	1.686	285	(37)	169	2.103	128	(4)	126	2.353
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	773.986	56.584	-	15.942	846.512	33.361	(3.613)	7.419	883.679
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás (vi)	-	-	-	-	-	20.629	-	-	20.629
Adiantamento para inversões fixas (iii)	31.612	20.607	-	(15.969)	36.250	36.082	(36.628)	(3.911)	31.793
Almoarifado para aquisição de ativos fixos (v)	4.241	-	(3.818)	24	447	6.050	(979)	(3.530)	1.988
Bens imobilizados em andamento (iv)	5.245	1.471	(3.177)	(3.474)	65	3.765	(3)	(1.591)	2.236
Total	854.449	80.964	(8.404)	(4.156)	922.853	117.230	(41.276)	(405)	998.402
Depreciação e amortização									
Imóveis e construções	(3.841)	(486)	-	408	(3.919)	(541)	-	-	(4.460)
Máquinas e equipamentos	(9.400)	(812)	1.095	-	(9.117)	(886)	8	-	(9.995)
Móveis e utensílios	(5.518)	(636)	68	-	(6.086)	(733)	-	-	(6.819)
Veículos	(1.447)	(247)	17	-	(1.677)	(293)	-	-	(1.970)
Computadores e periféricos	(740)	(233)	32	-	(941)	(220)	-	-	(1.161)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	(439.349)	(74.974)	-	-	(514.323)	(73.582)	-	-	(587.905)
Total	(460.295)	(77.388)	1.212	408	(536.063)	(76.255)	8	-	(612.310)
"Impairment"									
Perda estimada na recuperação de ativos	-	(1.691)	-	-	(1.691)	-	1.691	-	-
Total	-	(1.691)	-	-	(1.691)	-	1.691	-	-
Saldo líquido	394.154	(1.933)	(7.192)	(3.748)	385.099	40.975	(39.577)	(405)	386.092

Custo	Consolidado								
	Saldo em 31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas (vii)	Transferências	Saldo em 31/12/2020
				(a)				(a)	
Terenos	105	-	-	-	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	14.748	-	-	(1.940)	12.808	315	(2)	-	13.121
Máquinas e equipamentos	42.448	7.141	(1.205)	751	49.135	22.982	(27.822)	(792)	43.503
Móveis e utensílios	9.351	1.777	(133)	47	11.042	2.098	(100)	65	13.105
Veículos	2.636	388	(34)	284	3.274	262	-	-	3.536
Computadores e periféricos	1.687	389	(37)	179	2.218	720	(4)	126	3.060
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	790.364	75.594	-	16.604	882.562	72.843	(4.012)	22.907	974.300
Direito de produção de óleo e gás (ii)	1.248	1.235.967	-	-	1.237.215	-	-	-	1.237.215
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás (vi)	-	-	-	-	-	20.628	-	-	20.628
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	32.156	29.796	-	(16.632)	45.320	92.229	(68.531)	(13.605)	55.413
Adiantamento para aquisição de ativos fixos (v)	5.382	-	(4.657)	24	749	13.646	(979)	(7.730)	5.686
Bens imobilizados em andamento (iv)	8.362	-	(3.183)	(3.474)	1.705	6.897	(29)	(4.591)	6.982
Total	908.487	1.351.052	(9.249)	(4.157)	2.246.133	232.620	(101.479)	(620)	2.376.634
Depreciação									
Imóveis e construções – Depreciação	(5.157)	(651)	-	408	(5.400)	(705)	-	-	(6.105)
Máquinas e equipamentos – Depreciação	(26.864)	(3.320)	1.095	-	(29.089)	(2.486)	19.442	-	(12.133)
Móveis e utensílios – Depreciação	(5.549)	(644)	68	-	(6.125)	(803)	-	-	(6.928)
Veículos – Depreciação	(1.447)	(247)	17	-	(1.677)	(293)	-	-	(1.970)
Computadores e periféricos – Depreciação	(741)	(235)	32	-	(944)	(241)	-	-	(1.185)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (amortização)	(450.940)	(75.530)	-	-	(526.470)	(86.782)	-	(10)	(613.262)
Direito de produção de óleo e gás – Amortização	(1.161)	(8.041)	-	-	(9.202)	(126.485)	-	506	(135.181)
Total	(491.859)	(88.668)	1.212	408	(578.907)	(217.795)	19.442	496	(776.764)
"Impairment"									
Perda estimada na recuperação de ativos	-	(1.691)	-	-	(1.691)	-	1.691	-	-
Total	-	(1.691)	-	-	(1.691)	-	1.691	-	-
Saldo líquido	416.628	1.260.693	(8.037)	(3.749)	1.665.535	14.825	(80.346)	(124)	1.599.890

(a) Parte do saldo foi transferido para o intangível e outra parte, por se referirem a arrendamentos financeiros, foram transferidos para a rubrica de direito de uso em arrendamento.

Conforme previsão contratual, a Companhia utiliza em sua operação equipamentos pertencentes à Petrobras, mantidos nos campos da bacia do Recôncavo. Tais bens não estão registrados nas demonstrações financeiras da Companhia, bem como os correspondentes encargos de depreciação. A Companhia não efetua qualquer pagamento pela utilização desses bens.

- (i) O “investimento para incremento de produção” corresponde a motores, transformadores, equipamentos ou gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. Perfuração de poços refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços em campos que tiveram sua comercialidade provada. A depreciação destes bens e a depleção dos gastos são feitos utilizando-se o percentual de produção atual em relação à reserva provada desenvolvida de cada campo, limitado à data de vencimento dos contratos de concessão de cada campo (a maioria vence em 2025). A avaliação da reserva total em 31 de dezembro de 2020 foi efetuada pelo perito independente Netherland Sewell & Associates Inc.
- (ii) O “direito de produção de óleo e gás” representa o custo de concessão para a exploração dos blocos terrestres BT-REC-10 e BT-REC-14 adquiridos através da 4ª, 6ª e 9ª rodada de licitação da ANP - Agência de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. A amortização deste custo é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva provada total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão. As adições a essa rubrica no exercício representam o custo de aquisição dos campos terrestres junto à Petrobras.

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores. O valor de aquisição ajustado foi de US\$351.453, tendo sido abatidos do preço de aquisição a geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço a partir de 1ª de janeiro de 2019 (Data Efetiva) da transação. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Potiguar pagou o equivalente a US\$295.221 (R\$1.235.568), correspondente a 84% do valor de aquisição ajustado. A tabela abaixo demonstra a conciliação do valor de R\$1.235.568 mil pago a Petrobras no fechamento da transação, em 9 de dezembro de 2019:

Itens de ajuste (01/01/2019 a 09/12/2019) conforme contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final Dólares mil	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 4,2136 para os valores apurados em dólares) Em milhares de reais (R\$)
(+) Valor total da aquisição	384.200	1.618.865
(-) Valor do adiantamento	(28.815)	(121.415)
(+) Juros de Libor	18.579	78.284
(-) Receita gerada (*)	(109.655)	(462.043)
(+) Royalties (*)	11.837	49.876
(+) Licenciamento Ambiental (*)	2.772	11.682
(+) Custos/Despesas Operacionais (*)	25.016	105.406
(+) Impostos sobre o ativo (*)	16.932	71.343
(+) Investimentos no ativo (*)	784	3.308
(+) Estoque inicial de óleo (*)	988	4.161
(=) “Closing Adjustment”	322.638	1.359.468
Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (“Signing”)	28.815	113.041
Valor total da aquisição ajustado	351.453	1.472.509
Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (“Signing”)	28.815	113.041
Montante pago à Petrobras em 09/12/2019 (“Closing”)	266.406	1.122.527
Montante total pago à Petrobras até 09/12/2019 (84% “Closing”)	295.221	1.235.568

- (*) Valores apresentados como 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 Riacho da Forquilha. Os valores são ajustados de acordo com o CDI a partir da data que foram gerados até 09 de dezembro de 2019.

A Controlada deve pagar à Petrobras um saldo remanescente correspondente a 16% do valor de aquisição ajustado, ou, aproximadamente, US\$56.000, condicionado à extensão das concessões de onze dos 34 campos adquiridos, conforme demonstrado abaixo:

Campo	Percentual
Baixa do Algodão	0,2%
Boa Esperança	0,5%
Brejinho	1,5%
Cachoeirinha	1,0%
Fazenda Curral	0,2%
Fazenda Malaquias	1,0%
Leste de Poço Xavier	0,3%
Livramento	1,8%
Lorena	2,8%
Pajeú	0,2%
Riacho da Forquilha	6,5%
Total	16,0%

O processo de extensão das concessões envolve a apresentação para a Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural (ANP) de Planos de Desenvolvimento que demonstrem um plano de investimento e produção viável para além do período contratual atual. Em 5 de março de 2020, a Potiguar apresentou à ANP os Planos de Desenvolvimento para os onze campos listados acima. O processo de avaliação das extensões é gerido pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP, que julga a estratégia de desenvolvimento apresentada, o cronograma físico-financeiro dos projetos de desenvolvimento da produção, o aumento da capacidade produtiva das instalações, provisões financeiras para descomissionamento e abandono das instalações, dentre outros pontos. Caso aprovada, a extensão das concessões deve adicionar novos volumes de reservas provadas, com potenciais impactos nas estimativas de cálculo da depleção e provisão para abandono de poços. Até a data de emissão das demonstrações financeiras, a ANP não deliberou sobre a aprovação dos Planos de Desenvolvimento submetidos. Nenhuma obrigação e nenhum efeito decorrente do aumento das reservas provadas foram reconhecidos nas demonstrações financeiras na data-base de 31 de dezembro de 2020.

- (iii) Os motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção são registrados na conta “almoxarifado de inversões fixas”. A depreciação desses bens é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão, a partir do momento que os mesmos são transferidos para a rubrica de “investimento para incremento de produção”.
- (iv) Os bens imobilizados em andamento representam itens de imobilizado que estão em processo de construção ou transporte e que ainda não estão prontos para utilização.
- (v) O adiantamento para aquisição de ativos fixos refere-se a valores que foram adiantados a fornecedores de materiais e equipamentos de produção que serão utilizados para incremento da produção.
- (vi) Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco” reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmária, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde julho de 2020 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Com o fechamento da transação o “contrato de produção com cláusula de risco” será encerrado.
- (vii) As baixas dos valores reconhecidos na linha de “almoxarifado para inversões fixas” representam, principalmente, motores, equipamentos de produção e materiais diversos que foram utilizados em atividades de reparo e manutenção e reconhecidos no custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos.

Método de depreciação

A depreciação do exercício foi apropriada ao custo de produção do exercício ou às despesas gerais quando aplicável. O quadro abaixo demonstra as taxas anuais de depreciação definida com base na vida útil econômica dos ativos:

	<u>Taxa revisada - % Média ponderada</u>
Imóveis e construções	8
Máquinas, equipamentos	13
Móveis e utensílios	18
Veículos	25
Computadores e periféricos	32

Perdas pela não recuperabilidade de imobilizado (“impairment”)

Anualmente, a Companhia e suas controladas analisam indicativos de eventuais perdas (“impairment”) na recuperabilidade dos investimentos para incremento de produção e perfuração de poços, de acordo com a política contábil apresentada na nota explicativa nº 2.8. Os valores recuperáveis das Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas (vide nota explicativa nº 3). Em 2020, a Companhia não identificou indicativos de impairment para seus ativos.

Bens dados em garantia

A controlada Recôncavo America LLC possui uma sonda de perfuração terrestre dada em garantia do processo de execução fiscal nº 0000566-44.2011.805.0164, movido contra a controladora, cujo valor líquido contábil em 31 de dezembro de 2020 é de zero (zero em 31 de dezembro de 2019 e R\$649, em 31 de dezembro de 2018).

Como parte da contratação do financiamento bancário, a controlada Potiguar deu em garantia (i) os direitos emergentes dos contratos de concessão dos 34 campos pertencentes ao Polo Riacho da Forquilha, (ii) sua posição nos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, todos celebrados com a Petrobras, (iii) o estoque de petróleo, (iv) os equipamentos e maquinários de sua titularidade, (v) 100% de suas ações e (vi) os direitos creditórios referentes: (a) aos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, (b) às apólices de seguro, (c) aos contratos de Swaps celebrados com Banco ABC, Goldman Sachs, Itaú Unibanco e Morgan Stanley e (d) às garantias outorgadas no âmbito dos contratos cedidos.

10. FORNECEDORES

	<u>Controladora</u>			<u>Consolidado</u>		
	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Em moeda nacional	31.107	21.454	30.231	73.681	38.720	30.822
Em moeda estrangeira	1.702	25	406	5.030	1.118	406
Partes relacionadas (Nota nº 17)	16.213	2.959	1.877	1.378	2.677	1.312
Total	<u>49.022</u>	<u>24.438</u>	<u>32.514</u>	<u>80.089</u>	<u>42.515</u>	<u>32.540</u>

11. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
FINEP	2.734	4.263	5.491	2.733	4.263	5.491
Empréstimos bancários	-	-	-	926.501	791.651	-
Custos a amortizar	-	-	-	(35.194)	(51.895)	-
Total	2.734	4.263	5.491	894.040	744.019	5.491
Total circulante	1.355	1.355	1.183	212.931	35.320	1.183
Total não circulante	1.379	2.908	4.308	681.109	708.699	4.308

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2018	5.491	5.491
Adições	-	807.160
Custo de aquisição	-	(52.871)
Amortização do custo de aquisição	-	976
Pagamentos de principal	(1.393)	(1.393)
Juros pagos	(464)	(464)
Juros provisionados	629	4.569
Variação cambial	-	(19.449)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	4.263	744.019
Pagamentos de principal	(1.522)	(104.585)
Juros pagos	(308)	(67.929)
Juros provisionados	301	72.881
Amortização do custo de aquisição	-	16.848
Variação cambial	-	232.806
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.734	894.040

Controladora		Consolidado	
R\$	US\$	R\$	US\$

Análise de empréstimos por moeda

31 de dezembro de 2020:

FINEP	2.374	-	2.374	-
Empréstimos bancários	-	-	-	171.514

31 de dezembro de 2019:

FINEP	4.263	-	4.263	-
Empréstimos bancários	-	-	-	185.023

31 de dezembro de 2018:

FINEP	5.491	-	5.491	-
-------	-------	---	-------	---

Abaixo apresentamos o cronograma de vencimento dos empréstimos classificados no não circulante:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
2022	1.103	253.972
2023	276	283.234
2024	-	143.903
2025	-	-
Total	<u>1.379</u>	<u>681.109</u>

No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a Companhia adquiriu financiamento perante a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), com o objetivo de financiar atividades relacionadas ao plano de inovação da PetroRecôncavo dos próximos 36 meses. O total contratado foi de R\$10.691, com uma taxa de juros de TJLP + 2,0% ao ano, carência de 24 meses e o prazo total de 84 meses. O montante contratado será disponibilizado à Companhia em três parcelas anuais, sendo que o saldo em aberto em 31 de dezembro de 2018, 2019 e 2020 refere-se à liberação de duas parcelas. Não há cláusulas contratuais restritivas (“covenants”) relacionadas a esse financiamento. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a Companhia optou por não receber a terceira parcela do financiamento. Não há penalidades previstas em caso de uma das parcelas não ser recebida. Como garantia desse financiamento a Companhia precisa manter saldos em aplicações financeiras vinculadas e em 31 de dezembro de 2020 o valor de R\$9.993 estava registrado nessa rubrica (2019, R\$1.191).

A Controlada Potiguar adquiriu, em 25 de abril de 2019, empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o recebido até 31 de dezembro de 2019 foi de US\$195.428. A Potiguar deve manter aplicações financeiras como garantia para o empréstimo com valor contábil de no mínimo R\$126.603, esse mesmo valor está mantido com a instituição financeira e está registrado na rubrica de aplicações financeiras. O empréstimo será pago em parcelas trimestrais até abril de 2024, sendo que o período de carência do principal se encerrou em 25 de julho de 2020. Adicionalmente, o contrato estabelece condições para distribuição de dividendos, sendo as principais:

- Distribuição de dividendos somente após o período de carência, que expirou em 25 de julho de 2020. Não pagamento de dividendos oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2019. Em virtude dessa cláusula restritiva, a Companhia e suas controladas cancelaram os dividendos mínimos obrigatórios contabilizados no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as respectivas Assembleias Gerais Ordinárias realizadas em 30 de junho de 2020, com exceção da controlada Recôncavo, cuja Assembleia Geral Ordinária ainda não foi realizada. A Administração da Companhia recomendará os acionistas da Recôncavo E&P S.A. na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.
- Preço médio do Petróleo Brent no ano fiscal anterior não poderá ser menor que US\$45/bbl.
- O preço médio do Petróleo Brent na data final do último trimestre não poderá ser menor que US\$45/bbl. A Potiguar tem que estar adimplente com todas as obrigações contratuais.
- A Companhia e suas controladas precisam estar aderentes à todas as cláusulas de vencimento antecipado (covenants).

Em 31 de Dezembro de 2019, a PetroRecôncavo, a Potiguar e a Recôncavo constituíram dividendos mínimos obrigatórios nos valores de R\$12.894, R\$2.644 e R\$304, respectivamente, conforme notas explicativas nº 8 e nº 16. Tais dividendos foram cancelados nas respectivas Assembleias Gerais Ordinárias.

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (“covenants”), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras da controlada Potiguar no prazo de 90 dias auditadas por auditores independentes; (ii) cláusula onde a Companhia e suas controladas se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que a Companhia e suas controladas conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituam e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento. Adicionalmente, o financiamento da Controlada Potiguar inclui cláusulas restritivas com exigibilidade de cumprimento de performance de índices periódicos, sob condição de antecipação do vencimento da dívida em caso de descumprimento.

Em 31 de dezembro de 2020, as obrigações são as seguintes:

- No último dia de cada trimestre fiscal (a começar em 31 de dezembro de 2020), o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) da Controlada Potiguar não deve ser maior que:
 - 2,5 ao final do ano fiscal de 2020.
 - 2,25 durante o ano fiscal de 2021.
 - 2,0 durante o ano fiscal de 2022.
 - 1,5 durante o ano fiscal de 2023 em diante.
- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) consolidado do Grupo não deve ser maior que 2,5.
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das reservas Provadas sobre Dívida Bruta) da Controlada Potiguar não deve ser menor que 1,5.
- Em qualquer momento, o Caixa Livre (Caixa e Equivalentes, incluindo Contas Vinculantes relacionadas ao Empréstimo) da Controlada Potiguar não deve ser menor que R\$20.000.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, o Grupo cumpriu as cláusulas restritivas aplicáveis.

Os bens dados em garantia do contrato foram divulgados na nota explicativa nº 9.

12. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do exercício são demonstrados como segue:

	Controladora			Consolidado		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(69.803)	64.991	88.320	(117.637)	71.838	88.694
Alíquota combinada de imposto de renda e contribuição social	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	23.733	(22.097)	(30.029)	39.412	(24.425)	(30.156)
Equivalência patrimonial	(26.690)	5.260	1.457	-	-	-
Equivalência patrimonial de investida no exterior (a)	(5.531)	-	-	-	-	-
Baixa de créditos de impostos	-	(960)	(2.316)	-	(961)	(2.316)
Efeito nos impostos diferidos oriundos da extensão do benefício fiscal	-	11.227	-	-	11.227	-
Outros	(2.608)	(3.704)	(1.758)	(4.119)	(2.271)	(914)
Redução - incentivo fiscal	-	8.105	17.275	-	8.274	17.641
Imposto de renda e contribuição social	<u>(11.096)</u>	<u>(2.169)</u>	<u>(15.371)</u>	<u>35.878</u>	<u>(8.156)</u>	<u>(15.745)</u>

(a) Conforme lei 12.973 de 13 de maio de 2014 a partir de 1º de janeiro de 2020 o lucro da controlada Reconcavo America passou a ser computado na determinação do lucro real e na base de cálculo da CSLL da Companhia.

O saldo do imposto de renda e contribuição social diferidos é decorrente, basicamente, da diferença temporária da provisão para abandono de poços, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social de controladas (impostos ativo) e, diferido sobre o saldo do valor justo de instrumentos financeiros derivativos da controlada Potiguar e adoção de CPC (impostos passivos).

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Ativo						
Provisão para abandono de poços	3.711	3.598	3.272	5.243	4.051	3.707
Instrumentos financeiros						
derivativos	-	-	-	-	1.748	-
Prejuízo fiscal/base negativa	-	-	-	39.220	648	-
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.688	423	287	1.688	423	321
Outras	3.124	1.740	1.299	3.887	1.870	1.308
Total	<u>8.523</u>	<u>5.761</u>	<u>4.858</u>	<u>50.038</u>	<u>8.740</u>	<u>5.336</u>
Passivo						
Adoção CPC (imobilizado) (a)	6.041	7.462	18.757	6.414	7.943	19.262
Diferido sobre derivativos	-	-	-	40.527	-	-
Outras	-	-	-	27	-	-
Variação cambial não realizada	-	-	-	-	6.612	-
Total	<u>6.041</u>	<u>7.462</u>	<u>18.757</u>	<u>46.968</u>	<u>14.555</u>	<u>19.262</u>
Total imposto de renda e contribuição social diferidos, líquido	<u>2.482</u>	<u>(1.701)</u>	<u>(13.899)</u>	<u>3.070</u>	<u>(5.815)</u>	<u>(13.926)</u>

(a) Refere-se a diferenças temporárias entre base contábil e tributária, decorrente da adequação das demonstrações financeiras da Companhia às IFRS.

A Administração considera que os impostos ativos decorrentes das provisões temporárias serão realizados na proporção que os poços forem abandonados e que as contingências e demais provisões forem realizadas.

A expectativa da Administração para realização dos créditos tributários está apresentada a seguir:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
2021	3.124	38.295
2022	2.034	7.686
2023	573	809
2024	937	1.324
2025 em diante	<u>1.855</u>	<u>1.924</u>
	<u>8.523</u>	<u>50.038</u>

13. PROVISÃO PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS

13.1. Perdas prováveis - trabalhistas e fiscais

Com base na análise individual dos processos impetrados contra a Companhia e suas controladas e suportadas por opinião de seus consultores jurídicos internos e externos, foram constituídas provisões no passivo não circulante, para riscos com perdas consideradas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	<u>Controladora</u>			<u>Consolidado</u>		
	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Processos trabalhistas	3.594	2.777	1.884	3.594	2.777	1.884
Processos fiscais	<u>1.371</u>	-	-	<u>1.371</u>	-	<u>221</u>
Total	<u>4.965</u>	<u>2.777</u>	<u>1.884</u>	<u>4.965</u>	<u>2.777</u>	<u>2.105</u>

Movimentação da provisão

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	1.884	2.105
Provisões constituídas	1.133	1.133
Provisões revertidas	<u>(240)</u>	<u>(461)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.777	2.777
Provisões constituídas	2.604	2.604
Provisões revertidas	<u>(416)</u>	<u>(416)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>4.965</u>	<u>4.965</u>

A Companhia possui 48 processos trabalhistas (2019, 49, e 2018, 67), sendo 21 (2019, 20, e 2018, 17) deles classificados como perdas prováveis. A maior parte destas ações trabalhistas estão vinculados a empresas terceirizadas, em que a PetroRecôncavo consta como responsável subsidiária no processo.

13.2. Perdas possíveis - trabalhistas, cíveis e previdenciárias

A Companhia possuía em 31 de dezembro de 2020, 2019 e de 2018, litígios com probabilidade de perda possível, com base na opinião da Administração e de seus consultores jurídicos, conforme demonstrados a seguir:

	Controladora			Consolidado		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Processos tributários	25.608	27.775	23.292	25.608	27.803	23.292
Processos trabalhistas	1.041	2.304	2.989	1.041	2.304	2.989
Processos regulatórios	-	-	-	-	-	258
Processos cíveis	1.365	1.375	-	1.375	1.375	-
Processos ambientais	-	500	-	-	500	-

Os processos tributários são compostos por causas pulverizadas de tributos federais.

Os processos trabalhistas são compostos por causas pulverizadas de ex-colaboradores e principalmente processos de responsabilidade subsidiária requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicionais de periculosidade, dentre outras.

14. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2018	9.623	10.902
Atualização	1.109	1.254
Constituição de provisão	-	18.069
Revisão de estimativas	(150)	(243)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	10.582	29.982
Atualização	1.740	5.480
Constituição de provisão	-	6.624
Revisão de estimativas	(1.408)	(1.975)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	10.914	40.111
Total do passivo circulante	-	6.301
Total do passivo não circulante	10.914	33.810

As principais premissas para constituição / atualização da provisão para abandono de poço são as seguintes:

- Os custos com abandono de poços e desmantelamento de áreas são registrados como parte dos custos desses ativos em contrapartida à provisão que suportará tais gastos.
- As estimativas dos custos com abandono são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, descontadas a uma taxa de risco de 12% a.a.
- As estimativas de custos com abandono são revistas anualmente, com a consequente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos já contabilizados. As revisões anuais da vida útil dos poços são feitas com base no relatório de reservas emitido anualmente pelos certificadores independentes de reservas da Companhia. A revisão de estimativas ocorrida no exercício decorre da revisão da vida útil e da redução do custo de abandono de cada poço.

- As estimativas dos custos com abandono foram calculadas e contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações para os poços cuja vida útil não ultrapassa o final dos contratos de concessão de cada campo. Para os poços cuja estimativa de fim das reservas ultrapassa o final das concessões, a Companhia entende que não terá custo para abandono, uma vez que os mesmos ainda terão vida útil, mesmo após o final das concessões.

Com base no exposto acima, a Administração da Companhia entende que os montantes provisionados são suficientes para cobrir os custos esperados com abandono de poços.

15. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A controlada Potiguar firmou contratos de compensação com as contrapartes Itaú BBA, Morgan Stanley, Goldman Sachs e Banco ABC. Os derivativos são apresentados a seguir:

	Consolidado	
	31/12/2020	31/12/2019
<u>Ativos financeiros derivativos</u>		
Contratos a termo de commodity ativo circulante	80.506	693
Contratos a termo de commodity ativo não circulante	56.576	1.288
Total	<u>137.082</u>	<u>1.981</u>
<u>Passivos financeiros derivativos</u>		
Contratos a termo de commodity passivo circulante	-	(1.042)
Contratos a termo de commodity passivo não circulante	(17.886)	(6.079)
Total	<u>(17.886)</u>	<u>(7.121)</u>
Contratos a termo de commodity líquido	<u>119.196</u>	<u>(5.140)</u>

a) Movimentação dos instrumentos financeiros derivativos

	Controladora	Consolidado
Valor justo dos instrumentos financeiros antes da liquidação	14.740	14.569
Liquidação de contratos de derivativos	(14.740)	(14.569)
Valor justo dos instrumentos financeiros antes da cisão	54.234	-
Cisão da PetroRecôncavo e incorporação na Potiguar (nota nº 16.h)	(54.234)	54.234
Valor justo dos instrumentos financeiros não realizados	-	(59.374)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	-	<u>(5.140)</u>
Valor justo dos instrumentos financeiros antes da liquidação	43.025	153.969
Liquidação de contratos de derivativos	(43.025)	(153.969)
Valor justo dos instrumentos financeiros não realizados	-	124.336
Saldo em 31 de dezembro de 2020	-	<u>119.196</u>

Em 25 de abril de 2019, a controlada Potiguar, tendo a PetroRecôncavo como Patrocinadora, assinou contrato de financiamento com três diferentes bancos para pagamento de parte do valor decorrente da aquisição de um conjunto de 34 campos de petróleo e gás natural. No intuito de proteger resultados futuros e gerenciar os riscos do não cumprimento desse empréstimo, utilizou operações de “hedge” de fluxo de caixa, fixando os preços futuros do petróleo tipo “brent”, salvaguardando-se de variações do mercado.

Enquanto não assumisse a operação do Polo Riacho da Forquilha, o contrato mencionado obrigava a PetroRecôncavo a firmar contratos de “hedge” que representavam:

- 85% do volume líquido de suas reservas Provadas, Desenvolvidas, Produzindo (“PDP”) protegidas para os próximos 24 meses.
- 57% do volume líquido de suas reservas PDP protegidas para os outros 12 meses, totalizando 36 meses de proteção.

Vale destacar que tais volumes eram mensurados conforme Relatório de Reservas emitido pelo perito “Netherland Sewell & Associates Inc.” (“NSAI”), mitigando o risco de especulação.

Após a aquisição do Polo e controle da operação pela Potiguar, os contratos em aberto na PetroRecôncavo foram transferidos para a Potiguar, e novos derivativos foram contratados para manter seus volumes líquidos protegidos da seguinte maneira:

- Para os meses 1 a 12, (i) no mínimo 85% de suas reservas PDPs ou (ii) 80% de suas reservas 1P, limitados a 95% de suas reservas 1P.
- Para os meses 13 a 24, no mínimo 60% de suas reservas 1P, limitados a 75% de suas reservas 1P.
- Para os meses 25 a 36, no mínimo 40% de suas reservas 1P, limitados a 55% de suas reservas 1P.

No momento do fechamento da aquisição dos ativos, em 10 de dezembro de 2019, a Potiguar contratou derivativos adicionais para estar alinhada com as regras do contrato de financiamento.

A contratação de derivativos para proteger parte da produção líquida atestada por perito independente se mostrou útil para o mercado de petróleo, cujas variações da commodity impactam fortemente os resultados da Companhia.

O Grupo aplicou contabilidade de “hedge” em relação ao fluxo de caixa altamente provável de vendas de petróleo. A existência de um relacionamento econômico foi determinada no momento da designação e prospectivamente através da comparação dos termos críticos do instrumento de “hedge” e do item objeto de “hedge”. O Grupo contratou derivativos para sua estratégia de “hedge” para proteção de um percentual do volume da produção estimada, conforme mencionado anteriormente.

Em relação aos requisitos para a efetividade do “hedge”, a administração concluiu que:

- Existe relação econômica entre o item protegido e o instrumento de “hedge”.
- O efeito de risco de crédito não influencia de maneira significativa as alterações no valor justo da relação econômica dos instrumentos de “hedge”.

O índice de “hedge” da relação de proteção é de 1:1 e é o mesmo que aquele resultante da quantidade do item protegido que a Companhia efetivamente protege e a quantidade do instrumento de “hedge” que a Companhia efetivamente utiliza para proteger a quantidade de item protegido.

16. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social

O capital social subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$674.941 (2019, R\$669.295 e 2018, R\$211.408) e está representado por 82.962.761 (oitenta e duas milhões, novecentas e sessenta e duas mil, setecentas e sessenta e uma) ações ordinárias (2019, 82.962.761 e 2018, 46.691.917) e 949.005 (novecentas e quarenta e nove mil e cinco) ações preferenciais (2019, 546.638 e 2018, 508.480), sem direito a voto, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, assim distribuídos:

Acionista	31/12/2020		31/12/2019		31/12/2018	
	Ordinárias	Preferenciais	Ordinárias	Preferenciais	Ordinárias	Preferenciais
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	41.268.358	-	41.268.358	-	23.191.740	-
Opportunity Holding Fip	29.303.769	-	29.303.769	-	11.595.870	-
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda	6.261.652	-	6.261.652	-	6.261.652	-
Eduardo Cintra Santos	3.035.828	-	3.035.828	-	2.667.109	-
Eduardo Figueira Santos	2.667.109	-	2.667.109	-	2.667.109	-
Outros acionistas	426.045	949.005	426.045	546.638	308.437	508.480
Total	82.962.761	949.005	82.962.761	546.638	46.691.917	508.480

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia emitiu 271.320 (duzentos e setenta e um mil trezentos e vinte) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,560498 totalizando R\$3.679 e 142.916 (cento e quarenta e duas mil novecentas e dezesseis) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,767723 totalizando R\$1.967. O total do aumento de capital no período foi de R\$5.646 e todos os aumentos de capital foram totalmente integralizados no período.

A Companhia adquiriu durante o exercício de 2020 11.869 ações preferenciais, ao preço médio de R\$11,85, exercendo o seu direito de preferência em caso de desligamento de colaboradores acionistas da Companhia, conforme previsto no contrato de subscrição de ações. As ações foram adquiridas pelo valor justo estimado, que foi calculado pelo método de múltiplos de valor de mercado de empresas comparáveis. Todas as ações foram canceladas pela Companhia no momento da recompra.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, foram emitidas 36.270.844 (trinta e seis milhões, duzentos e setenta mil, oitocentos e quarenta e quatro) ações ordinárias e 38.158 (trinta e oito mil, cento e cinquenta e oito) ações preferenciais a um preço de subscrição de R\$13,560498, totalizando R\$492.368, aumentando o capital social da Companhia nesse montante. Todas as ações foram subscritas pelos acionistas da Companhia, mediante aporte de capital. Tal aporte foi feito com o objetivo de pagar parte da aquisição do conjunto de 34 campos terrestres adquiridos pela controlada Potiguar.

Em 31 de outubro de 2019, foi cindido o patrimônio líquido da PetroRecôncavo e o acervo líquido cindido foi incorporado na controlada Potiguar no montante de R\$88.715 que inclui saldos de ajuste de avaliação patrimonial relativos às operações em aberto de “hedge” no montante de R\$54.234 e capital social de R\$34.481, vide nota explicativa nº 16.h.

Aos acionistas é garantido, estatutariamente, um dividendo mínimo obrigatório de 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

b) Reserva de capital & reserva de lucros - Redução de imposto de renda

A Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações (ver nota explicativa nº 2.14).

O incentivo fiscal correspondente apurado no exercício é reconhecido no resultado do exercício e, após apuração do lucro do exercício, é transferido para a reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros). Essa reserva somente poderá ser utilizada para aumentar o capital ou absorver prejuízos. A reserva de capital foi utilizada até o exercício de 2007.

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07 - Subvenção e Assistências Governamentais, a parcela de incentivo fiscal apurada no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 no montante de R\$8.105, (2018, R\$17.275) foi transferida de lucros acumulados para a reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros) quando do encerramento do exercício.

c) Reserva para reinvestimento

Registra a retenção acumulada de lucros para reinvestimento; a retenção de lucros está sujeita à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária. Caberá também à Assembleia Geral Ordinária destinar a parcela das reservas de lucros que ultrapassarem o valor do capital social.

d) Reserva legal

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro de cada exercício, e não deve exceder 20% do capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital.

No exercício de 2019, a Companhia constituiu reserva legal no montante de R\$3.141 (2018, R\$3.647). Não houve constituição em 2020.

e) Lucro (prejuízo) por ação

	Controladora		
	2020	2019	2018
Lucro (prejuízo) líquido	(80.899)	62.823	72.949
Quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais para fins de cálculo do lucro básico e diluído por ação	83.768.949	53.191.816	47.148.926
Lucro (prejuízo) básico por ação ordinária e preferencial - R\$	(0,9657)	1,1811	1,5472
Média ponderada das ações ordinárias e preferenciais e das opções de ações ordinárias emitidas	84.367.746	603.797	603.797
Lucro (prejuízo) diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	<u>(0,9589)</u>	<u>1,1678</u>	<u>1,5276</u>

f) Dividendos propostos

Conforme estatuto social, os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido, deduzido de eventuais prejuízos acumulados, ajustado pelas reservas legal, de incentivo fiscal e de contingências, caso haja.

	<u>2020</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Lucro (prejuízo) líquido	(80.899)	62.823	72.949
Reserva legal	-	(3.141)	(3.647)
Reserva de incentivo fiscal	-	(8.105)	(17.275)
Base para cálculo	-	51.577	52.027
Percentual	25%	25%	25%
Dividendos mínimos obrigatórios	<u>-</u>	<u>12.894</u>	<u>13.007</u>

	<u>Controladora e consolidado</u>
Dividendos em 31 de dezembro de 2018	2
Dividendos mínimos obrigatórios propostos	<u>12.894</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	12.896
Dividendos mínimos obrigatórios cancelados	<u>(12.894)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>2</u>

Conforme mencionado na nota explicativa nº 11, o contrato de financiamento obtido com o intuito de financiar parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, proíbe o pagamento de dividendos pela Companhia e suas controladas oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2020. Considerando essas restrições, e de forma similar a 2019, a Administração da Companhia recomendará os acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.

Em 31 de dezembro de 2019 a PetroRecôncavo, a Potiguar e a Recôncavo constituíram dividendos mínimos obrigatórios nos valores de R\$12.894, R\$2.644 e R\$304, respectivamente. Tais dividendos foram cancelados nas respectivas Assembleias Gerais Ordinárias realizadas em 30 de junho de 2020, com exceção da Recôncavo, cuja Assembleia Geral Ordinária ainda não foi realizada. A Administração da Companhia recomendará os acionistas da Recôncavo E&P S.A. na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.

g) Pagamentos baseados em ações

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia emitiu 271.320 (duzentas e setenta e um mil trezentos e vinte) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,560498 totalizando R\$3.679 e 142.916 (cento e quarenta e duas mil novecentas e dezesseis) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,767723 totalizando R\$1.967. As novas ações emitidas nesse ato foram subscritas e integralizadas pelos administradores e colaboradores estratégicos da Companhia e contabilizado integralmente como despesa referente a pagamento baseado em ações, dentro do exercício de 2020, nas contas de pagamento baseado em ações. O efeito total no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, líquido dos valores integralizados pelos executivos como parte do programa refere-se à integralização de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), no montante de(R\$304) foi de R\$5.342.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2014 e de 2016, a Companhia concedeu a colaboradores que ocupam posições estratégicas um plano de remuneração baseado em opções de ações. Cada opção de compra dos empregados pode ser convertida em uma ação ordinária da Companhia no momento do exercício da opção. Nenhum valor é pago ou será pago pelo beneficiário no ato do recebimento da opção. As opções possuem um período de carência para exercício, sendo que a carência de um terço das opções vence a cada ano após a data da outorga. Passado o período de carência, as opções podem ser exercidas a qualquer momento até a data em que expiram.

Os seguintes contratos de pagamentos baseados em ações vigoraram durante o exercício de 31 de dezembro de 2020:

<u>Série de Opções</u>	<u>Quantidade</u>	<u>Data de outorga</u>	<u>Data de validade</u>	<u>Preço de exercício R\$</u>	<u>Valor justo na data da outorga R\$</u>
Emitida em 10 de outubro de 2013	188.054	10/10/2013	09/10/2023	20,73	15,84
Emitida em 20 de agosto de 2014	215.743	20/08/2014	19/08/2024	21,41	16,99
Emitida em 13 de maio de 2016	195.000	13/05/2016	12/05/2026	14,81	11,93

O montante do valor justo estimado das opções reconhecido como despesas gerais e administrativas, em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$127 (2018, R\$492). Não há saldo restante do valor justo estimado a ser reconhecido no resultado nos próximos exercícios, uma vez que os períodos de carência expiraram durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

	<u>Controladora e Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	12.530
Efeito no resultado de pagamentos baseados em ações liquidados com opções de ações	127
Saldo em 31 de dezembro de 2019 e 2020	12.657

Não há saldo restante do valor justo estimado a ser reconhecido no resultado nos próximos exercícios, uma vez que os períodos de carência expiraram durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e de 2018, nenhuma opção concedida pela Companhia foi exercida ou estava vencida.

h) Cisão parcial e transação de capital

Em 31 de outubro de 2019, a PetroRecôncavo fez a cisão parcial do seu patrimônio líquido e seus acionistas incorporaram o acervo líquido cindido na Controlada Potiguar no montante de R\$88.715 com base em laudo de avaliação emitido por empresa de avaliação independente. O acervo líquido cindido apresentado na data da cisão assim como na posterior incorporação da Potiguar está a seguir demonstrado, o qual não teve efeito no fluxo de caixa:

Ativo	Parcela cindida em 31/10/2019	Acervo líquido	Parcela cindida em 31/10/2019
<u>Circulante</u>			
Instrumentos financeiros derivativos	28.484	Capital social	34.481
		Ajuste de avaliação patrimonial	54.234
<u>Não circulante</u>			
Outros ativos	34.481		
Instrumentos financeiros derivativos	25.750		
Total dos ativos não circulantes	60.231		
Total dos ativos	88.715	Total do acervo líquido	88.715

Em ato contínuo os acionistas da Potiguar cederam para a Petrorecôncavo os investimentos oriundos do acervo líquido incorporado na Potiguar o qual foi reconhecido nas demonstrações financeiras da Petrorecôncavo em investimento e no patrimônio líquido como “transação de capital”, vide nota explicativa nº 8. (ii)

i) Ajustes de avaliação patrimonial

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020 a controlada Potiguar reconheceu a parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos, líquido de impostos, que são designados e qualificados como “hedge” de fluxo de caixa no montante de R\$82.062 (2019, R\$3.391).

17. PARTES RELACIONADAS

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
<u>Saldos</u>						
Outros ativos:						
Recôncavo E&P (d)	256	84	88	-	-	-
PetroSantander USA	-	31	57	-	31	57
PetroSantander Romênia	-	-	35	-	-	35
PetroSantander Colômbia	-	-	7	-	-	7
PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. (g)	-	6	-	-	6	-
Potiguar (i)	2.854	1.723	-	-	-	-
Total	3.110	1.844	187	-	37	99
Dividendos a receber:						
Recôncavo E&P	304	304	-	-	-	-
Potiguar	-	2.644	-	-	-	-
Total de dividendos a receber	304	2.948	-	-	-	-

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Partes relacionadas:						
Mútuos - Recôncavo						
América LLC (a)	-	108	5.461	-	-	-
Mútuos - Potiguar E&P (h)	15.983	2.561	-	-	-	-
Outros créditos – Potiguar	4.477	4.485	-	-	-	-
Total partes relacionadas	20.460	7.154	5.461	-	-	-
Fornecedores:						
Recôncavo E&P (d)	-	-	117	-	-	-
Potiguar S.A.	205	-	-	-	-	-
Recôncavo America LLC (c)	15.229	454	448	-	-	-
PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. (e)	527	1.162	290	1.126	1.418	290
PetroSantander Management Inc. (f)	-	-	1.020	-	-	1.020
PetroSantander Holdings GMBH	-	977	-	-	977	-
PetroSantander Colômbia	-	366	2	-	282	2
PetroSantander USA	252	-	-	252	-	-
Total	16.213	2.959	1.877	1.378	2.677	1.312
Transações						
Outras receitas:						
Recôncavo E&P (b)	1.027	-	567	-	-	-
PERBRAS -Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	-	6	-	-	6	-
PetroSantander USA	-	28	331	-	28	331
PetroSantander Colômbia	-	122	75	-	122	75
Potiguar	8.747	1.723	-	-	-	-
Receitas financeiras:						
Recôncavo América LLC (a)	-	-	338	-	-	-
Custo com serviços/materiais:						
Recôncavo América LLC (j)	(8.597)	(6.532)	(5.562)	-	-	-
Recôncavo E&P	-	(56)	(552)	-	-	-
PERBRAS -Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. (e).	(6.007)	(6.656)	(1.338)	(6.647)	(7.086)	(1.338)
PetroSantander Management Inc.	-	-	(305)	-	-	(305)
PetroSantander Colômbia (f)	(109)	(369)	(2)	(109)	(369)	(2)
Interservice	-	(325)	(286)	-	(325)	(286)
Despesas gerais e administrativas:						
Recôncavo E&P (d)	498	387	253	-	-	-
Potiguar (d)	12	-	-	-	-	-
PetroSantander Management Inc. (f)	(728)	(894)	(2.162)	(728)	(894)	(2.162)
PetroSantander Holdings GMBH	(689)	(847)	-	(689)	(847)	-
Total	(5.846)	(13.413)	(8.643)	(8.173)	(9.365)	(3.687)

- (a) Refere-se a contratos de mútuo com a controlada Recôncavo America LLC para aquisição de equipamentos, sobre os quais incide variação cambial do dólar e juros de LIBOR acrescido de 3% a.a., o último contrato vencendo em maio de 2028, mas foram quitados antecipadamente durante o exercício de 2020.

- (b) Refere-se a sublocação das sondas para a controlada Recôncavo E&P S.A.
- (c) Refere-se ao valor que a Petroreconcavo deve a Recôncavo América devido à aquisição dos equipamentos que aconteceu em dezembro de 2020. Esta operação foi realizada através do REPETRO SPED, que é um regime aduaneiro e tributário especial relativo ao setor de Óleo e Gás, que possibilita a produção, aquisição e/ou importação permanente ou temporária de bens utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural com desoneração total ou parcial da cadeia.
- (d) As despesas comuns às Companhias são inicialmente assumidas pela controladora PetroRecôncavo e são proporcionalmente rateadas, registrando uma recuperação de despesa na controladora e uma consequente despesa na controlada.
- (e) A Companhia e suas controladas Reconcavo e Potiguar possuem transações com a acionista PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfuração Ltda., a qual realiza serviços com sondas de produção terrestres e outros serviços diversos de suporte à produção, suportado por contrato de prestação de serviço na modalidade de preços unitários, atualizados anualmente pelo IGP-M.
- (f) A Companhia possui transações com a PetroSantander Management Inc., a PetroSantander Colômbia e a PetroSantander Holdings GMBH que prestam assistência técnica e consultoria especializada na modalidade de “homem hora” relativa à exploração e produção de poços de petróleo, cujo contrato de prestação de serviço não prevê encargos financeiros.
- (g) Refere-se a contratos de mútuo com a controlada Potiguar para capital de giro, sobre os quais incide juros correspondentes a taxa SELIC.
- (h) Refere-se a venda de materiais para a controlada Potiguar.
- (i) Trata-se de arrendamentos operacionais de sondas e outros equipamentos conforme mencionado na nota explicativa nº 23. Esses arrendamentos estiveram vigentes durante todo o exercício de 2020, uma vez que a venda das sondas e equipamentos foi realizada apenas em dezembro, conforme descrito na nota (c).

Remuneração do pessoal-chave da Administração

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Benefícios de curto prazo-Diretoria (a)	3.532	3.260	1.872	3.557	3.284	1.895
Benefícios de curto prazo - Conselho de Administração (a)	360	360	360	360	360	360
Outros benefícios (b)	3.567	2.176	1.424	4.430	2.176	1.424
Pagamento baseado em ações (c)	3.776	-	1.198	3.776	-	1.198
Total	11.235	5.796	4.854	12.123	5.820	4.877

- (a) Refere-se ao pró-labore dos diretores e dos conselheiros da Companhia.
- (b) Refere-se às contribuições feitas pela Companhia em plano de previdência privada, participação nos lucros e bônus por desempenho.
- (c) a PetroRecôncavo concedeu aos seus administradores ações emitidas pela Companhia, como parte do pagamento anual aos executivos.

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições previdenciárias (INSS) relacionadas à remuneração dos administradores no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 no montante de R\$2.392 (2019, R\$1.125 e 2018, R\$941), que, quando somadas à remuneração, totaliza o montante de R\$14.515 (2019, R\$6.945 e 2018, R\$5.818).

A remuneração da Diretoria é determinada pelo Conselho de Administração considerando o desempenho da Companhia e dos profissionais, além das tendências de mercado. A remuneração do Conselho de Administração é determinada pelos acionistas e é composta apenas por uma parcela fixa. A remuneração máxima definida para o exercício de 2020 pela Controladora foi de R\$11.235.

18. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP - AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

Em 2002 a Companhia adquiriu a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural no bloco BT-REC-10, com uma área original de 312,9 Km², a qual foi transferida para a controlada Recôncavo E&P S.A. mediante integralização de capital. Neste bloco a Companhia reativou, com sucesso, os campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte e Acajá-Burizinho, todos na Bacia do Recôncavo Baiano. Em 2004, a Companhia participou da Sexta Rodada de Licitações e adquiriu dois blocos, BT-REC-14 e BT-REC-17, localizados também na Bacia do Recôncavo Baiano. No BT-REC-14 reativou a produção de um poço abandonado e declarou a comercialidade do campo de Juriti. O BT-REC-17 foi devolvido à ANP após cumprimento do Programa Exploratório Mínimo. Em novembro de 2007, a Companhia participou da Nona Rodada de Licitações e foi vencedora na aquisição do bloco REC-T-225, com uma área de aproximadamente 15,3 km², localizado também na Bacia do Recôncavo Baiano. O BT-REC-225 foi devolvido em 2011 à ANP após cumprimento do Programa Exploratório Mínimo.

Em 2019, a controlada Potiguar adquiriu a participação da Petrobras nos campos Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Jandui, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Maçarico, Pajeú, Pardal, Patativa, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha, cujas operações iniciaram em 10 de dezembro de 2019. A Potiguar é a operadora de todas as concessões acima listadas, com exceção: (i) dos campos de Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata que atualmente são operados pela Sonangol Hidrocarbonetos S.A.; (ii) dos campos de Cardeal e Colibri que atualmente são operados pela Partex.

Pelos termos dos contratos de concessão mencionados acima, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantidos os direitos de desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, petróleo e gás natural nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos. Não existem restrições de preço para a comercialização dos produtos oriundos da exploração dessas áreas.

As seguintes participações governamentais e de terceiros deverão ser pagas pela Companhia em decorrência da retenção e das atividades nesses campos:

Participações	Detalhes
"Royalties"	No percentual de 7,8% até 10% aplicado sobre a produção bruta de petróleo e/ou gás natural, a partir da data de início da produção comercial da Área de Concessão (2020, R\$46.866; 2019, R\$2.943; 2018, R\$958).
Participação especial	No montante definido no Decreto das Participações 2.705/98 e Portaria da ANP 10/99.
Pagamento pela ocupação ou retenção da Área de Concessão	Para cada campo existe um valor em R\$ por quilômetro quadrado, que varia de acordo com o contrato de concessão de cada campo e com o estágio de operação de cada campo, que podem ser: (i) fase de exploração; (ii) fase de desenvolvimento; e (iii) fase de produção. Todos os campos estão na fase de produção.
Pagamento aos proprietários de terra	Equivalente a 1% (um por cento) da produção de petróleo e gás natural, de acordo com a legislação brasileira aplicável (2020, R\$4.224; 2019, R\$291; 2018, R\$86).

19. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	Controladora			Consolidado		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Receita bruta:						
Receita de prestação de serviços	282.314	329.447	314.296	282.314	329.447	314.296
Receita de produto vendido	-	-	-	633.599	42.590	9.746
Total	<u>282.314</u>	<u>329.447</u>	<u>314.296</u>	<u>915.913</u>	<u>372.037</u>	<u>324.042</u>
Impostos sobre prestação de serviços e vendas de produtos:						
PIS	(1.628)	(2.052)	(2.054)	(9.543)	(2.759)	(2.226)
COFINS	(7.509)	(9.469)	(9.479)	(43.973)	(12.727)	(10.270)
ISS	(8.886)	(12.037)	(11.878)	(8.886)	(12.037)	(11.878)
ICMS	-	-	-	(65.670)	(4.591)	-
Total	<u>(18.023)</u>	<u>(23.558)</u>	<u>(23.411)</u>	<u>(128.072)</u>	<u>(32.114)</u>	<u>(24.374)</u>
Receita líquida	<u>264.291</u>	<u>305.889</u>	<u>290.885</u>	<u>787.841</u>	<u>339.923</u>	<u>299.668</u>

As receitas operacionais brutas estão diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos e ao preço de venda do gás natural, commodity de uso industrial pela Petrobras para a distribuidora do Estado da Bahia.

20. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DAS DESPESAS RECONHECIDAS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

	Controladora			Consolidado		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Pessoal	(53.061)	(51.040)	(44.310)	(82.137)	(55.201)	(44.940)
Serviços	(29.212)	(33.403)	(29.560)	(38.297)	(37.245)	(30.617)
Consultoria, auditoria e honorários	(7.936)	(8.003)	(6.022)	(12.592)	(9.287)	(6.085)
Materiais	(28.014)	(23.006)	(14.680)	(55.355)	(25.248)	(16.176)
Aluguéis	(3.255)	(8.764)	(14.749)	(9.723)	(8.938)	(9.279)
Eletricidade	(29.690)	(35.501)	(30.117)	(45.832)	(38.618)	(30.966)
Outros impostos	(73)	(140)	(98)	(1.313)	(1.153)	(1.047)
Depleção, depreciação e amortização	(77.015)	(77.842)	(59.547)	(218.548)	(89.154)	(62.304)
Depreciação de direito de uso	(11.280)	(10.943)	-	(24.037)	(6.225)	-
Provisão para abandono de poço	1.408	151	-	1.975	243	-
Custos com Parcerias	-	-	-	(24.442)	(1.079)	-
Royalties	-	-	-	(46.866)	(3.234)	(958)
Pagamento baseado em ações e custos associados	(7.503)	(127)	(3.104)	(7.503)	(127)	(3.104)
Resultado de participações societárias	(78.500)	15.472	4.284	-	-	-
Licença ambiental	-	-	-	(9.795)	-	-
Outras	361	(3.924)	(4.840)	18.444	(4.211)	(4.604)
Total	<u>(323.770)</u>	<u>(237.070)</u>	<u>(202.743)</u>	<u>(556.021)</u>	<u>(279.477)</u>	<u>(210.080)</u>
Custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos	(214.636)	(229.910)	(185.736)	(510.600)	(253.367)	(187.387)
Gerais e administrativas	(37.428)	(28.064)	(23.593)	(47.486)	(31.525)	(24.763)
Outras receitas, líquidas	6.794	5.432	2.302	2.065	5.415	2.070
Resultado de participações societárias	(78.500)	15.472	4.284	-	-	-
Total	<u>(323.770)</u>	<u>(237.070)</u>	<u>(202.743)</u>	<u>(556.021)</u>	<u>(279.477)</u>	<u>(210.080)</u>

21. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora			Consolidado		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Receitas financeiras:						
Juros líquidos	230	1.619	3.179	789	1.768	2.871
Juros de contrato de mútuo	41	166	-	-	-	-
Outras	-	16	49	-	17	49
Total	271	1.801	3.228	789	1.785	2.920
Despesas financeiras:						
Juros sobre abandono de poços	(1.740)	(1.109)	(1.323)	(5.480)	(1.253)	(1.501)
Juros	(56)	(105)	(1.109)	(56)	(105)	(1.116)
Imposto de renda - remessas ao exterior	-	-	-	(12.155)	-	-
Impostos sobre receita financeira	-	(96)	-	-	(106)	-
Amortização do custo de captação	-	-	-	(16.848)	-	-
Perdas com aplicações financeiras líquidas	-	-	-	(4.560)	-	-
Juros com empréstimos	(301)	(1.146)	-	(72.881)	(6.067)	-
Juros com arrendamento mercantil	(2.124)	(1.450)	-	(4.079)	(1.189)	-
Outras despesas	(1.284)	(899)	(905)	(1.103)	(965)	(952)
Total	(5.505)	(4.805)	(3.337)	(117.162)	(9.685)	(3.569)
Variação cambial líquida:						
Variação cambial líquida	(5.090)	(824)	287	(278)	(157)	(245)
Variação cambial sobre financiamento	-	-	-	(232.806)	19.449	-
Total	(5.090)	(824)	287	(233.084)	19.292	(245)
Total	(10.324)	(3.828)	178	(349.457)	11.392	(894)

22. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

22.1. Gestão de risco de capital

A Companhia e suas controladas administram seu capital, para assegurar que suas operações e as de suas controladas possam continuar com suas atividades normais. A política da Administração é manter uma sólida base de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e manter o desenvolvimento futuro do negócio.

A Administração monitora o retorno sobre o capital aplicado considerando os resultados das atividades econômicas do seu segmento operacional. Historicamente a Companhia financiou suas operações com capital próprio, e possuía baixo endividamento com terceiros, não vinculados à Companhia. No exercício de 2019, a controlada Potiguar E&P S.A. adquiriu empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a um leasing financeiro, um financiamento direcionado à inovação com a Finep, empréstimos bancários na controlada Potiguar e contratos de mútuo para repasse de numerários à controlada Recôncavo America LLC, cujos recursos foram utilizados para aquisição de sondas, sobre os quais incide variação cambial do dólar e juros de Libor acrescido de 3% a.a. Esses contratos com sua controlada, todavia, não têm impacto sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo patrimônio líquido da mesma (que inclui capital, reservas, reserva de lucros, conforme apresentado na nota explicativa nº 16) e endividamentos bancários e com a Finep.

A Companhia não está sujeita a nenhum requerimento externo sobre o capital.

A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

22.2. Categoria de instrumentos financeiros e hierarquia do valor justo

A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (“non performance risk”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de “input” significativo para sua mensuração. Abaixo está demonstrada uma descrição dos três níveis de hierarquia:

- Nível 1 - Os “inputs” são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pela Companhia.
- Nível 2 - Os “inputs” são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os “inputs” do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou “inputs” que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.

- Nível 3 - Os “inputs” inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses “inputs” representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxos de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa. A Companhia não possui instrumentos financeiros mensurados como Nível 3 nessas demonstrações financeiras.

	Nota explicativa	Controladora			Consolidado		
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Ativos financeiros							
Custo amortizado:							
Caixa e equivalentes de caixa	4	11.663	19.977	17.180	30.861	56.265	20.027
Contas a receber de clientes	5	52.578	43.203	37.648	108.733	78.610	38.259
Aplicações financeiras	4	9.993	1.191	3.277	135.011	10.182	3.277
Partes relacionadas	17	20.460	7.154	5.461	-	-	-
Dividendos a receber	17	304	2.948	-	-	-	-
Depósitos judiciais	7	2.237	2.052	1.988	2.311	2.126	2.062
Valor justo por meio de resultado, porém em estratégia de “hedge” de fluxo de caixa e contabilizados em Outros resultados abrangentes:							
Instrumentos financeiros derivativos (i)	15	-	-	-	137.082	1.981	-
Passivos financeiros							
Custo amortizado:							
Fornecedores	10	49.022	24.438	32.514	80.089	42.515	32.540
Empréstimos e financiamentos	11	2.734	4.263	5.491	894.040	744.019	5.491
Dividendos a pagar	16.g	2	12.896	2	2	12.896	2
Valores a pagar de arrendamentos	23	11.095	25.380	1.343	22.887	26.128	1.343
Valor justo por meio de resultado, porém em estratégia de “hedge” de fluxo de caixa e contabilizados em Outros resultados abrangentes:							
Instrumentos financeiros derivativos (i)	15	-	-	-	17.886	7.121	-

- (i) Nível 2 - Instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão), cuja avaliação é baseada em técnicas que, além dos preços cotados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos, utilizam outras informações adotadas pelo mercado para o ativo ou passivo direta (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços).

22.3. Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia e suas controladas apresentam exposição aos seguintes riscos advindos do uso de instrumentos financeiros: risco de crédito, risco de liquidez e risco de mercado.

Essa nota apresenta informações sobre a exposição da Companhia a cada um dos riscos supramencionados, os objetivos da Companhia, políticas e processos para a mensuração e gerenciamento de risco, e o gerenciamento de capital da Companhia. Divulgações quantitativas adicionais são incluídas ao longo dessas demonstrações financeiras e também, dessa nota explicativa.

Estrutura do gerenciamento de risco

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos enfrentados pela Companhia, para definir limites e controles de riscos apropriados, e para monitorar riscos e aderência aos limites. As políticas e sistemas de gerenciamento de riscos são revisados frequentemente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os colaboradores entendem os seus papéis e obrigações.

A Companhia não opera instrumentos financeiros derivativos com fins especulativos, todos derivativos contratados tem como objetivo mitigar os riscos oriundos das exposições da Companhia em suas atividades.

Os principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta na condução das suas atividades são:

Risco de crédito

O risco de crédito refere-se ao risco de uma contraparte não cumprir com suas obrigações contratuais, levando a Companhia a incorrer em perdas financeiras.

Caixa e equivalentes

Os depósitos bancários e investimentos são efetuados em instituições financeiras de primeira linha.

A Companhia mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras em instituições financeiras, de acordo com as estratégias previamente aprovada pela Administração. Estas operações são realizadas com os Bancos do Brasil S.A., Banco Itaú S.A., Banco Opportunity, Banco Santander S.A., Caixa Econômica Federal e Banco Bradesco S.A.

Contas a receber

O risco surge da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seu cliente, conforme detalhado na nota explicativa nº 5.

Em decorrência das operações da Companhia e suas controladas Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P S.A. estarem vinculadas exclusivamente à Petrobras S.A., os resultados da Companhia e de suas controladas podem ser afetados em virtude da dependência de apenas um cliente.

Risco de liquidez

O risco de liquidez representa a possibilidade de descasamento entre os vencimentos de ativos e passivos, o que pode resultar em incapacidade de cumprir com as obrigações nos prazos estabelecidos.

A política geral da Companhia é manter níveis de liquidez adequados para garantir que possa cumprir com as obrigações presentes e futuras e aproveitar oportunidades comerciais à medida que surgirem.

A Administração julga que a Companhia tem risco baixo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa e sua estrutura de capital com moderada participação de capital de terceiros. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo reservas que julgue adequadas, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos e dos instrumentos financeiros, por vencimento, é apresentado a seguir:

<u>Vencimento</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>Total</u>
Empréstimos e financiamentos a)	276.552	311.287	314.165	150.140	-	1.052.144
Instrumentos financeiros derivativos	121.276	106.223	51.194	7.716	-	286.409
Valores a pagar de arrendamentos	15.241	6.678	679	99	54	22.751

a) Fluxo projetado considerando a taxa referencial do contrato futura de acordo com os contratos futuros negociados na B3.

Risco de mercado

Risco de taxa de câmbio

Este risco está atrelado à possibilidade de alteração nas taxas de câmbio, afetando a despesa (ou receita) e o saldo passivo (ou ativo) de contratos que tenham como indexador uma moeda estrangeira.

A Companhia efetua algumas transações em moeda estrangeira, o que gera exposição às variações nas taxas de câmbio.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 96% (2019, 88% e 2018, 89%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de suas controladas estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento, dado que se referiam à venda de óleo que está atrelada ao preço do “Brent”, que por sua vez é cotado em dólares norte-americanos. Já a maior parte dos custos da Companhia estava denominada em reais. Além disso, a controlada da Companhia localizada nos Estados Unidos da América, Reconcavo America LLC, possui alguns ativos financeiros em dólar norte-americano (depósitos bancários e aplicações financeiras), os quais são convertidos para Reais na data do balanço. A Controlada Potiguar adquiriu em 25 de abril de 2019, empréstimo em dólares norte-americanos com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o desembolsado até 31 de dezembro de 2019 foi de US\$195.428.

Atualmente a Companhia não está coberta contra variações na taxa de câmbio.

Análise de sensibilidade - moeda estrangeira

Em 31/12/2020- Saldos	Risco	Taxa (a)	Controladora			
			Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Mútuo - empresa controlada	Baixa do US\$	5,445	15.983	16.749	12.562	8.375
Efeito no resultado				(766)	(3.421)	(7.609)
<u>Consolidado</u>						
Em 31/12/2020 – Saldos	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Caixa e equivalentes de caixa	Baixa do US\$	5,445	7.900	8.277	6.208	4.139
Efeito no resultado				(377)	(1.692)	(3.761)
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,445	891.307	933.921	1.114.134	1.336.961
Efeito no resultado				42.614	222.827	445.654

(a) A taxa de conversão (R\$5,445 para US\$1,00) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável, foram obtidas no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do dólar para 31 de dezembro de 2021. Em 31 de dezembro de 2020 a taxa era de R\$5,1967

(b) O cenário A considera uma desvalorização do Dólar norte-americano em 25% sobre o Real e o cenário B uma desvalorização de 50% sobre o dólar efetivo de 31 de dezembro de 2020.

Risco de taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade de a Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta das flutuações nas taxas de juros que são aplicadas a seus ativos (aplicações) ou passivos (empréstimos) no mercado.

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação do CDI, bem como possui contratos de mútuo expostos a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação da LIBOR. Tais contratos de mútuo, todavia, não têm efeito sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

No lado do passivo, os juros são reconhecidos a um spread de 6,3% mais LIBOR para 3 meses.

Análise de sensibilidade - taxas de juros

Na data de encerramento do exercício, a Administração estimou um cenário provável de variação das taxas DI com base em taxas implícitas nas cotações de fechamento do contrato de DI futuro referente a dezembro de 2020.

Para a LIBOR, foi utilizada a última divulgação feita pela ICE, em 2 de fevereiro de 2021.

Além do cenário provável, a Companhia apresentou mais dois cenários com deterioração de 25% e 50% da variável do risco considerado.

Controladora					
	Risco	Taxa (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>					
Aplicação financeira	Baixa do CDI	3,19%	353	158	105
Mútuo - empresa controladas	Baixa da Libor	6,51%	1.041	781	521
Efeito no resultado			<u>1.184</u>	<u>728</u>	<u>415</u>
Consolidado					
	Risco	Taxa (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>					
Aplicação financeira	Baixa do CDI	3,19%	660	495	330
Efeito no resultado			<u>267</u>	<u>102</u>	<u>(63)</u>
<u>Passivo</u>					
Empréstimos e financiamentos	Alta da Libor	6,49%	52.383	65.706	78.847
Efeito no resultado			<u>5.683</u>	<u>(7.639)</u>	<u>(20.781)</u>

(a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas da B3 e da ICE. e referem-se às taxas estimada para 2021.

(b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre o efeito do CDI e da Libor em 31 de dezembro de 2020.

Risco dos preços das “commodities”

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, 96% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo *Brent*, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (2019, 87% e 2018, 89%).

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, 3% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço de venda do gás natural commodity no Estado da Bahia, mais especificamente, ao preço de venda do gás natural commodity de uso industrial pela Petrobras para a distribuidora legal, Bahiagás (2019, 9% 2018, 6%).

Durante o ano de 2020, como forma de se proteger das volatilidades do mercado de petróleo, a Companhia realizou diversos contratos de “hedge”, tendo protegido, durante esse período, um volume de quase 1.839 mil barris (62% da produção líquida de petróleo do ano) (2019, 607 mil barris, 47% da produção líquida de petróleo do ano) a um preço médio de US\$63,29/bbl (2019, US\$69,53/bbl).

Análise de sensibilidade - preços das “commodities”

	Risco redução do preço do:	Preço (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Receita operacional bruta - Óleo	“Brent”	269,19	823.748	617.811	411.874
Receita operacional bruta - Gás	Gás natural	903,79	16.464	12.348	8.232
Instrumentos financeiros - “hedge”			109.663	237.483	365.302
Total			949.875	867.642	785.408
Provável efeito no resultado			48.207	(34.026)	(116.260)

- (a) Os preços das “commodities” utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável, em Dólar norte-americano, foram obtidas na agência de precificação de “commodities S&P Global Platts” e da Bahiagás e convertidas a Real pela cotação do período mais recente disponível.
- (b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre o preço do Brent e do gás natural demonstrados no cenário provável.

A política da Companhia e suas controladas é a de contratar contratos a termo de commodity para gerir o risco de preço das commodities associado às transações futuras de até 36 meses. No exercício corrente, a controlada Potiguar designou determinados contratos a termo de commodity como “hedge” de fluxo de caixa de vendas com alta probabilidade. Uma vez que os termos críticos (isto é, quantidade, vencimento e fator subjacente) dos contratos a termo de commodity e seus correspondentes itens objetos de “hedge” são os mesmos, a Companhia conduz uma avaliação qualitativa da efetividade e espera-se que o valor justo dos contratos a termo de commodity e o valor dos correspondentes itens objeto de “hedge” mudem sistematicamente na direção oposta em resposta às movimentações no preço da commodity subjacente.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto no final do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de “hedge”. Os contratos a termo de “commodity” estão apresentados na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos” no balanço patrimonial (para maiores informações, ver nota explicativa nº 15):

“hedges” de fluxo de caixa

Instrumentos de “hedge” contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médio do exercício 31/12/2020	Quantidade 31/12/2020	Valor justo dos instrumentos de “hedge” 31/12/2020
	US\$/barril	Em barris	R\$mil
Menos de 3 meses	59,31	497.600	22.304
De 3 a 6 meses	58,86	504.240	17.300
De 6 a 12 meses	58,03	1.069.910	40.902
De 1 a 2 anos	54,66	1.943.477	48.998
De 2 a 3 anos	47,62	1.075.100	(10.308)

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médio do exercício	Quantidade	Valor justo dos instrumentos de "hedge"
	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019
	US\$/barril	Em barris	R\$mil
Menos de 3 meses	64,96	312.997	(917)
De 3 a 6 meses	63,86	371.040	(383)
De 6 a 12 meses	62,42	649.000	951
De 1 a 2 anos	58,85	2.167.400	(2.233)
De 2 a 3 anos	56,67	1.306.777	(2.558)

23. CONTRATOS DE ARRENDAMENTO

Direito de uso de arrendamento

Custo	Controladora				
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	Total
<u>Ativos e direitos de uso</u>					
Em 1º de janeiro de 2019	771	29.285	-	5.957	36.013
(+) Adições por novos contratos	76	-	292	1.451	1.819
Em 31 de dezembro de 2019	847	29.285	292	7.408	37.832
(+) Adições por novos contratos	111	18.495	207	3.213	22.026
(-) Baixa de contratos	(126)	(37.872)	-	(4.731)	(42.729)
Em 31 de dezembro de 2020	832	9.908	499	5.890	17.129
<u>Depreciação acumulada</u>					
Em 1º de janeiro de 2019	-	-	-	-	-
Despesas do exercício	(224)	(8.276)	(33)	(2.410)	(10.943)
Em 31 de dezembro de 2019	(224)	(8.276)	(33)	(2.410)	(10.943)
Despesas do exercício	(231)	(9.035)	(143)	(1.871)	(11.280)
Baixa de contratos	87	14.182	-	1.353	15.622
Em 31 de dezembro de 2020	(368)	(3.129)	(176)	(2.928)	(6.601)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	464	6.779	323	2.962	10.528
Custo	Consolidado				
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	Total
<u>Ativos e direitos de uso</u>					
Em 1º de janeiro de 2019	771	9.708	-	5957	16.436
Adições	244	15.431	292	1451	17.418
Em 31 de dezembro de 2019	1.015	25.139	292	7.408	33.854
Adições	111	27.704	710	5.499	34.024
Baixas por contratos encerrados	(154)	(23.799)	(93)	(4.730)	(28.776)
Em 31 de dezembro de 2020	972	29.044	909	8.177	39.102
<u>Depreciação acumulada</u>					
Em 1º de janeiro de 2019	-	-	-	-	-
Adições	(233)	(3.581)	(33)	(2.411)	(6.258)
Em 31 de dezembro de 2019	(233)	(3.581)	(33)	(2.411)	(6.258)
Depreciação	(309)	(19.633)	(231)	(3.864)	(24.037)
Baixas por contratos encerrados	193	10.327	-	1.353	11.873
Em 31 de dezembro de 2020	(349)	(12.887)	(264)	(4.922)	(18.422)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	623	16.157	645	3.255	20.680

A Companhia e suas controladas arrendam diversos ativos, incluindo imóveis, máquinas e equipamentos, computadores e periféricos e veículos. O prazo médio de arrendamento é de 5 anos.

Valores a pagar de arrendamentos

A movimentação do passivo de arrendamento, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, foi a seguinte:

	Controladora				
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	Total
Adoção inicial em 01/01/2019	771	29.285	-	5.957	36.013
Adições	76	-	292	1.451	1.819
Pagamentos	(250)	(9.787)	(18)	(2.397)	(12.452)
Pagamento de juros	(40)	(965)	(3)	(443)	(1.451)
Juros	40	965	3	443	1.451
Saldo em 31 de dezembro de 2019	597	19.498	274	5.011	25.380
Adições	111	18.542	207	3.166	22.026
Baixa	(45)	(24.736)	(490)	(3.201)	(28.472)
Pagamento	(244)	(10.571)	(87)	(1.805)	(12.707)
Juros pagos	(64)	(1.532)	(76)	(452)	(2.124)
Juros	64	1.532	76	452	2.124
Variação cambial	-	4.867	-	-	4.867
Saldo em 31 de dezembro de 2020	419	7.600	(96)	3.171	11.094
Circulante					5.995
Não circulante					5.099

	Consolidado				
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	Total
Adoção inicial em 01/01/2019	771	9.708	-	5.957	16.436
Adições	244	15.141	292	1.741	17.418
Pagamentos	(250)	(4.414)	(18)	(3.044)	(7.726)
Juros pagos	(40)	(631)	(3)	(520)	(1.194)
Juros	40	631	3	520	1.194
Saldo em 31 de dezembro de 2019	765	20.435	274	4.654	26.128
Adições	111	27.997	464	5.452	34.024
Baixas	(202)	(14.626)	(328)	(2.507)	(17.663)
Pagamento	(182)	(20.221)	(165)	(3.826)	(24.394)
Juros pagos	(213)	(3.192)	(89)	(585)	(4.079)
Juros	213	3.192	89	585	4.079
Variação cambial	-	4.792	-	-	4.792
Saldo em 31 de dezembro de 2020	492	18.377	245	3.773	22.887
Circulante					15.241
Não circulante					7.646

	Controladora	Consolidado
	31/12/2020	31/12/2020
<u>Valores a pagar de arrendamento</u>		
Em até 1 ano	5.995	15.241
De 2 a 3 anos	4.457	6.810
De 3 a 4 anos	490	684
De 4 a 5 anos	99	99
Mais de 5 anos	53	53
Total	11.094	22.887
Passivo circulante	5.995	15.241
Passivo não circulante	5.099	7.646

Outras informações

<u>Prazo dos contratos</u>	<u>Taxa% a.a.</u>
Em até 1 ano	8,51
De 2 a 3 anos	10,18
De 3 a 4 anos	10,64
De 4 a 5 anos	12,49
Mais de 5 anos	12,49

Os valores de arrendamentos estão vinculados a índices de reajuste conforme abaixo:

<u>Índice de reajuste</u>	<u>Anos para o vencimento</u>	<u>Índice projetado - (a)</u>	<u>Controladora 31/12/2020</u>	<u>Consolidado 31/12/2020</u>
IPCA/IBGE	1	-1,95%	460	5.955
IPCA/IBGE	2	-0,74%	8.542	9.420
IPCA/FGV	1	-1,95%	26	720
IGPM-FGV	2	-0,74%	-	817
IGPM-FGV	3	0,15%	1.453	1.453
IPC-FIPE	1	-1,95%	-	311
IPC-FIPE	2	-0,74%	-	424
IPCA - Transportes/IBGE	1	-1,95%	-	246
Sem Índice contratual	1 a 10		613	3.540
			<u>11.094</u>	<u>22.887</u>

a) Conforme contratos futuros divulgados pela B3.

24. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia mantém política de monitoramento dos riscos inerente às suas operações. Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil e outros.

<u>Modalidades</u>	<u>Moeda</u>	<u>Importâncias seguradas</u>
(*)	(*)	(*)
Riscos ambientais	US\$	6.050
Danos materiais	US\$	55.793
Responsabilidade civil	US\$	3.000
D&O Empresarial	R\$	15.000

(*) Conforme apólices de seguros.

25. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O Grupo desenvolve atividades única e exclusivamente de extração de Petróleo e Gás Natural (E&P), seja na prestação de serviços, seja na venda de produtos, que representa 100% da receita líquida da Companhia.

As informações reportadas a Administração da Companhia (principal tomador de decisões operacionais) para alocar recursos e avaliar o desempenho são revistos mensalmente através dos relatórios gerenciais de resultado que apresentam as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia investimentos, gastos, produção, outros indicadores operacionais e toma suas decisões com base nas informações consolidadas de todas as empresas do grupo.

26. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA

Durante o exercício de 2020 e 2019, a Companhia realizou as seguintes transações que não envolveram caixa, portanto estas não estão refletidas nas demonstrações de fluxos de caixas. Não houve transações que não afetaram caixa no exercício de 2018.

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Direito de uso em arrendamentos conforme IFRS 16	-	36.013	-	16.436
Adições por novos contratos	22.026	1.819	34.024	17.418
Dividendos cancelados	12.894	-	-	-
Dividendos a receber não pagos	-	4.404	-	-
Dividendos propostos não pagos	-	14.355	-	14.355
Adição de imobilizado pela constituição de provisão de abandono de poços	-	-	6.624	18.069
Total	34.920	56.591	40.648	66.278

27. EVENTOS SUBSEQUENTES

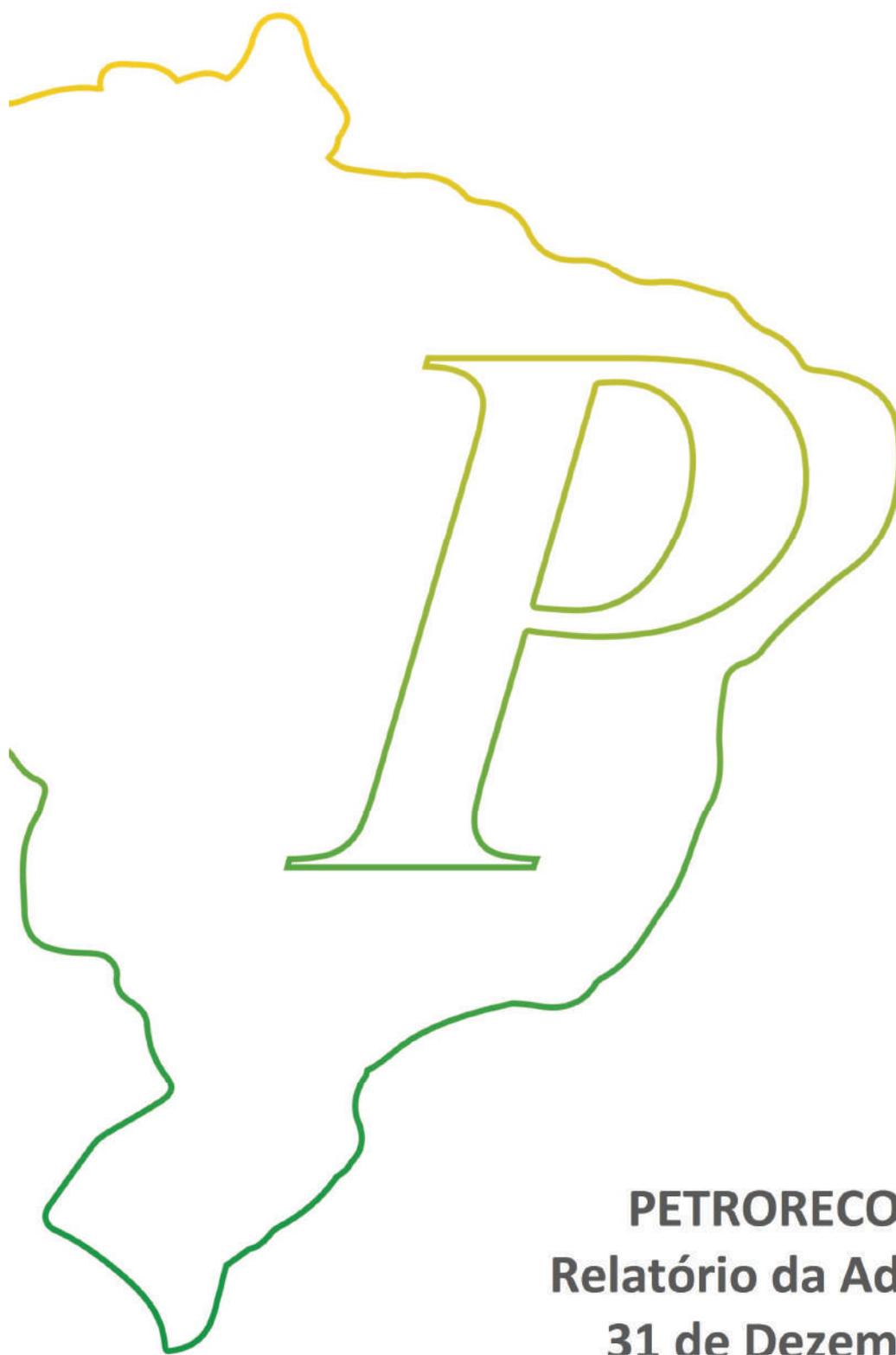
Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, subsidiária da PetroReconcavo, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (onshore) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuibe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP, do CADE e órgãos ambientais, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021, com recursos captados através de financiamento bancário no mesmo valor do adiantamento pago; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

Em 24 de fevereiro de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia efetuaram determinadas deliberações, dentre as quais destacamos:

- Retificação do valor da remuneração global paga aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia em 2020 para R\$11.235, ante o valor de R\$10.000 que constou na Ata de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de junho de 2020.

- Aprovação da conversão da totalidade das 949.005 (novecentas e quarenta e nove mil e cinco) ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia em igual número de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal da Companhia, à razão de 1 (uma) ação ordinária para cada ação preferencial convertida.
 - Aprovação do aumento do capital autorizado, de R\$300.000.000,00 (trezentos milhões de reais) para R\$2.750.000.000,00 (dois bilhões e setecentos e cinquenta milhões de reais).
 - Aprovação da abertura de capital da Companhia e autorização da submissão, pela Companhia, do pedido de registro de companhia aberta, como emissor categoria "A", perante a CVM, nos termos da Instrução CVM nº 480/2009, incluindo a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior, bem como adesão ao Novo Mercado da B3 para a negociação de suas ações.
-



PETRORECONCAVO S.A.
Relatório da Administração
31 de Dezembro de 2020

1. Mensagem da Administração

O ano de 2020 marcou o primeiro ano completo das operações dos campos do “Polo Riacho da Forquilha”, primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras. O Polo, situado no estado do Rio Grande do Norte, é composto por 34 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, dois em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda e dois com a Partex Brasil Ltda. Como consequência dessa transação, a Companhia vivenciou uma mudança de patamar nas suas operações, com crescimento expressivo da sua produção, receita operacional e EBITDA.

Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres que já operamos na Bacia do Recôncavo. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras.

Com a pandemia do Covid-19, o ano de 2020 nos trouxe desafios adicionais. Respeitando o decreto 10.282, de 20 de março de 2020, que classificou a “produção de petróleo e produção, distribuição e comercialização de combustíveis, biocombustíveis, gás liquefeito de petróleo e demais derivados de petróleo” como “atividade essencial”, as atividades operacionais foram mantidas. Porém, ajustamos as nossas operações, postergando investimentos, reduzindo custos fixos e, sobretudo, tomamos medidas buscando proteger os nossos colaboradores.

Não podemos deixar de agradecer o empenho e a entrega de cada um de nossos colaboradores, que trabalharam de forma incansável e cuidadosa para que, mesmo com todas as adversidades, atingíssemos resultados de altíssimo nível.

Dando continuidade à essa trajetória de sucesso, no início de 2021, no dia 24 de fevereiro, a Companhia, através da subsidiária SPE Miranga, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres de Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia do Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP e do CADE, conforme aplicável.

2. Covid-19

Como é amplamente conhecido, a pandemia relacionada ao vírus COVID -19 vem gerando mudanças nos mercados mundiais e também brasileiros. Como consequência dos impactos econômicos da pandemia, a taxa de dólar se valorizou em relação à data base do relatório de 31 de dezembro de 2019 em 29%. A taxa de câmbio comercial passou de R\$4,03 em 31 de dezembro de 2019 para aproximadamente R\$5,20. Face ao cenário apresentado, a Companhia tem mantido monitoramento constante sobre a evolução do tema e avaliando os possíveis impactos que podem ser gerados nas suas operações. Entretanto, suas operações vinculadas em dólar possuem um “hedge” natural, devido ao fato do produto de suas vendas e prestações de serviços serem majoritariamente baseados também em dólar.

A Companhia constituiu um comitê específico para gestão da crise de saúde e seus impactos nas suas operações e vem monitorando atentamente tais impactos em seu negócio e nas comunidades onde atua. Com isso a Companhia adotou as medidas recomendadas pelas autoridades de saúde e pela sua área médica, para proteção aos colaboradores. Abaixo estão algumas das medidas adotadas:

- (i) Respeitando o decreto 10.282, de 20 de março de 2020, que classificou a “produção de petróleo e produção, distribuição e comercialização de combustíveis, biocombustíveis, gás liquefeito de petróleo e demais derivados de petróleo” como “atividade essencial”, as atividades operacionais foram mantidas.
- (ii) Recomendação para colaboradores e contratados não essenciais para a operação trabalharem remotamente.
- (iii) Espaçamento das pessoas nos ambientes de trabalho.
- (iv) Suspensão temporárias de viagens não essenciais, visitas, treinamentos presenciais e deslocamentos.
- (v) Divulgação, através da intranet e de cartilhas, de orientações sobre medidas e cuidados a serem adotados por todos os colaboradores.
- (vi) Realização de testes de infecção periódicos.
- (vii) Monitoramento dos colaboradores para identificação de sintomas e imediato afastamento.
- (viii) Preparação de instalações para operação em regime de confinamento, caso necessário.

Em linha com seu valor fundamental, segurança, a Companhia passou a operar seus ativos com as equipes mínimas necessárias. Além disso, a Companhia adotou uma série de medidas para preservação do caixa a fim de manter a sua solidez financeira e a resiliência dos seus negócios, dentre as quais destacamos:

- (i) Redução dos custos fixos.
- (ii) Otimizações do capital de giro com postergação de investimentos.
- (iii) Adicionalmente, em março de 2020, devido a divergências entre grandes produtores mundiais de petróleo, além da decorrência da redução da demanda e conseqüente aumento dos estoques, o preço do petróleo tipo “brent” teve uma queda substancial nos mercados internacionais, caindo de patamares de US\$65/bbl para US\$20/bbl. A partir de maio de 2020, os preços passaram a se recuperar e estão sendo negociados, aproximadamente, entre US\$50/bbl e US\$55/bbl. Essa queda durante o ano afetou as atividades da Companhia, sobretudo gerando a postergação de projetos de investimento. Como a Companhia adota política de “hedge” para os preços de petróleo, essa oscilação foi fortemente mitigada e os impactos na geração de caixa foram minimizados.

A Companhia revisou sua projeção para as receitas e dos fluxos de caixa operacionais e não verificou a necessidade de reconhecer uma perda ao valor recuperável no ativo imobilizado, tributos diferidos e contas a receber. Considerando a imprevisibilidade da evolução do surto e dos seus impactos, a atual estimativa do efeito financeiro do surto nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.

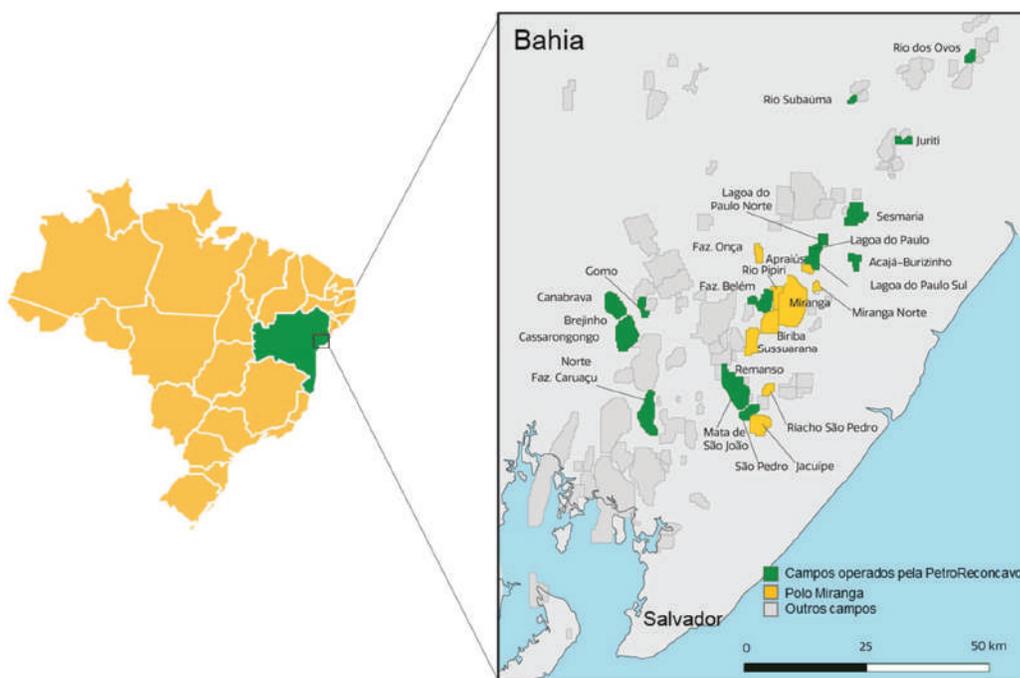
3. Portifólio de Ativos

Ativos de produção de óleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos

Em dezembro de 2020, operávamos, éramos concessionários ou estávamos em processos de aquisição dos seguintes ativos produtores de Óleo e Gás:

Distrito Recôncavo:

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos Campos Operados pela PetroRecôncavo.

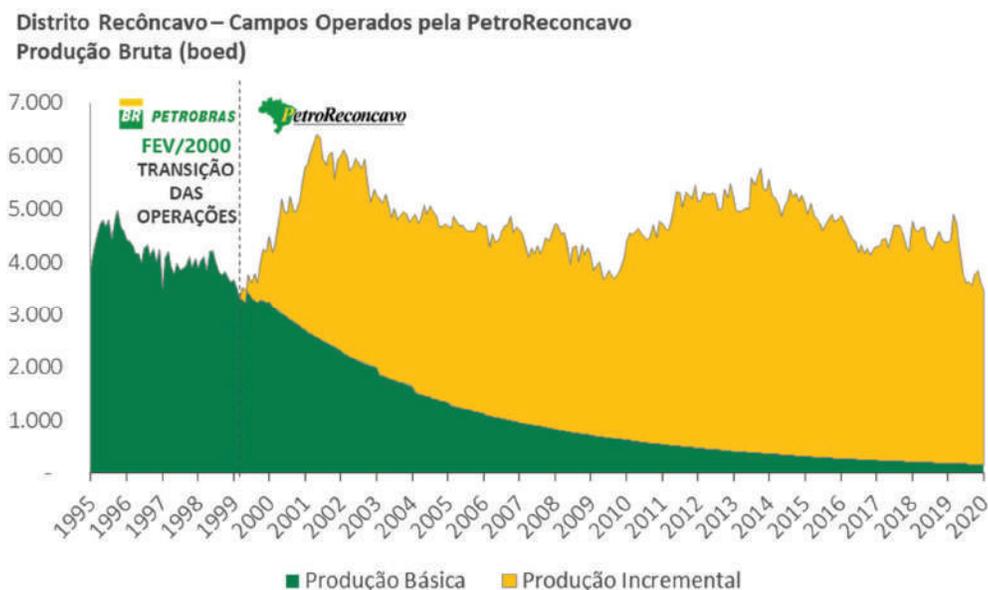


Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (onshore) de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, que constituem o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0

milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço, a serem apresentados pela Petrobras, desde julho de 2020 até a data de fechamento; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras.

Operamos os campos deste Polo através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. Assim, este Contrato, que tem validade até agosto de 2025, deverá ser extinto na data do “closing” da transação de compra do Polo Remanso, quando esses campos passarão a ser operados como concessões próprias. As concessões deste polo são da chamada “rodada zero” que atualmente se encerram em agosto de 2025, podendo ser estendido o prazo das mesmas por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto a ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.

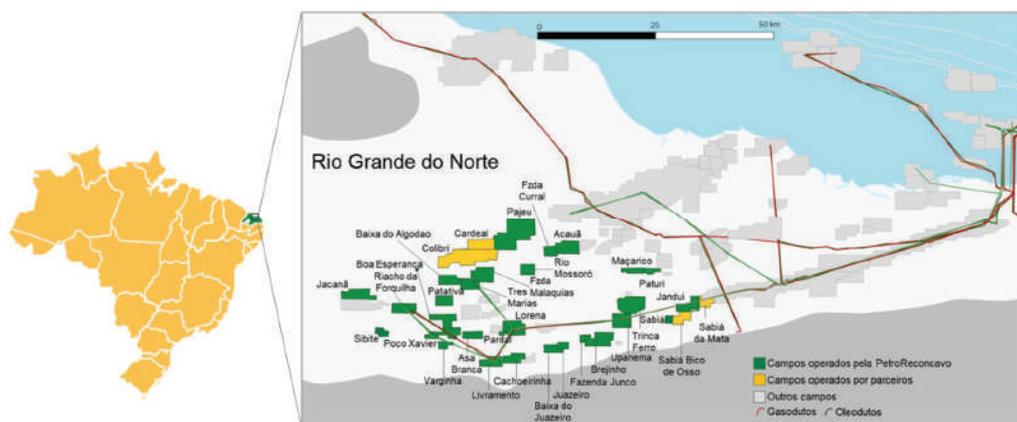
Desde a celebração do CPCR com a Petrobras em 2000, aumentamos com sucesso a Produção Incremental bruta nos 12 campos de concessão da Petrobras, conforme demonstra o gráfico abaixo. Em dezembro de 2020 tal Produção Incremental representava 3.403 boe por dia, ou 95,5% da nossa produção diária média bruta de 3.565 boed.



Distrito Potiguar

Em 9 de dezembro de 2019, a PetroReconcavo, através da subsidiária Potiguar E&P, concretizou a aquisição da participação da Petrobras nos campos do Polo Riacho da Forquilha, primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras. O Polo, situado no estado do Rio Grande do Norte, é composto por 34 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda e 2 com a Partex Brasli Ltda.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Potiguar, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo através de sua subsidiária Potiguar E&P.



Nos primeiros 12 meses de operação nós obtivemos um incremento de cerca de 40% nos volumes de produção em BOPD, não apenas validando a sua estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios, como também comprovando a sua escalabilidade, e aplicabilidade de forma rápida em novos ativos por ela adquiridos.

Dos 34 contratos de concessão atuais, 22 se encerram em 2025 e os demais 12 entre 2032 e 2039, todos com a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. A Potiguar E&P já submeteu à ANP a solicitação de extensão e os novos planos de desenvolvimento, inclusive com a proposta de redução de royalties sobre a produção incremental, para 11 Campos da rodada zero e aguarda o pronunciamento da Agência Reguladora.

Polo Miranga:

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, subsidiária da PetroReconcavo, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (onshore) de Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia do Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP e do CADE, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

A produção média do Polo Miranga de em 2020 foi de aproximadamente 899 barris de óleo por dia (bopd) e 377 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 estará sujeito à aprovação da agência reguladora.

4. Desempenho Financeiro e Operacional

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
	(em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)		
Receita líquida	787.841	339.923	299.668
Lucro líquido (Prejuízo líquido)	(81.759)	63.682	72.949
Margem líquida(1)	-10,38%	18,73%	24,34%
EBITDA(2)	474.405	155.857	151.892
Margem de EBITDA(3)	60,22%	45,85%	50,69%
Dívida Bruta(4)	894.040	744.019	5.491
Dívida Líquida (Caixa Líquido)(5)	728.168	677.572	(17.813)
Dívida Líquida/ EBITDA(6)	1,53 x	4,35 x	-0,12 x
Produção média bruta (boe por dia)	11.148	5.083	4.645
Custo médio de produção por boe em R\$(7)	R\$ 54,20	R\$ 83,39	R\$ 73,21
Custo médio de produção por boe em US\$(8)	US\$ 10,50	US\$ 21,11	US\$ 20,06
Produção bruta (boe)	4.080.152	1.855.414	1.695.443
Preço médio à vista do Petróleo Brent (9)	US\$41,96	US\$64,30	US\$71,34
Taxa média de câmbio R\$/US\$ média (10)	R\$ 5,16	R\$ 3,95	R\$ 3,65

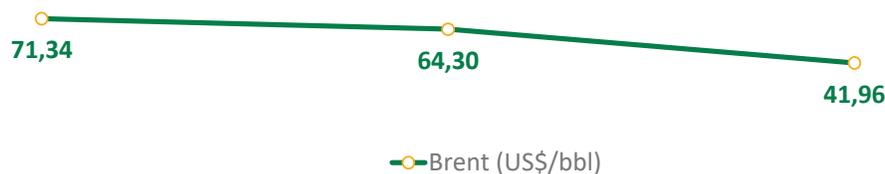
(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido/(prejuízo líquido) do exercício dividido pela receita líquida do exercício.

(2) Calculamos o EBITDA em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada ("Instrução CVM 527") e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção ("EBITDA"). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ("BRGAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

- (3) Margem de EBITDA corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela receita líquida do exercício. A Margem de EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros.
- (4) Representa a soma dos saldos de empréstimos e financiamentos presentes no passivo circulante e não circulante.
- (5) Representa a dívida bruta, menos os saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.
- (6) Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividida pelo EBITDA do exercício. A Dívida líquida/(Caixa líquido) não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/(Caixa líquido) não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia.
- (7) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no exercício.
- (8) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no exercício, dividido pela taxa de câmbio média do exercício.
- (9) O Brent é cotado em dólar. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)
- (10) A taxa de câmbio média do exercício corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos exercícios apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

No ano de 2020, a Companhia teve um crescimento de 131,8% na sua Receita Líquida. Esse crescimento reflete o primeiro ano completo das 34 concessões adquiridas pela sua controlada Potiguar E&P, cuja transação foi concluída em 9 de dezembro de 2019. Com isso, a produção média do ano dos campos da Companhia passou de 5.083 BOED no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para 11.148 BOED em 2020, sendo que 7.001 BOED foram produzidos pelos campos do Polo Potiguar. Essa produção contempla toda a produção bruta dos Campos da Companhia, incluindo a oriunda de alguns poços dos campos de Fazenda Belém e Gomo que não são operados pela Companhia sob a égide do CPR e que foram adquiridos no âmbito da aquisição do Polo Remanso.

O preço médio do petróleo tipo Brent ficou em US\$41,96/bbl no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, representando uma queda de 34,7% em relação ao preço médio do exercício de 2019, que foi de US\$64,30/bbl.



Essa queda no preço do Brent foi reflexo, principalmente, da crise econômica decorrente da pandemia do Covid-19. O impacto da queda no preço do barril de petróleo foi parcialmente amenizado pelos contratos de hedge que a Companhia manteve durante o ano de 2020. Os contratos liquidados durante o exercício de 2020 geraram um resultado positivo para a Companhia de R\$196.995 mil.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto no final do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de hedge. Os contratos a termo de commodity estão apresentados na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos” no balanço patrimonial:

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médio do exercício 31/12/2020	Quantidade 31/12/2020	Valor contábil dos Instrumentos de hedge 31/12/2020
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	59,31	497.600	22.304
De 3 a 6 meses	58,86	504.240	17.300
De 6 a 12 meses	58,03	1.069.910	40.902
De 1 a 2 anos	54,66	1.943.477	48.998
De 2 a 3 anos	47,62	1.075.100	(10.308)

A Companhia registrou um prejuízo líquido de R\$81.759 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, comparado a um lucro líquido de R\$63.682 mil no mesmo período de 2019. O resultado de 2020 foi impactado por uma variação cambial negativa de R\$232.806 mil no saldo de empréstimo em dólar mantido pela sua controlada Potiguar E&P. O dólar médio do exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$5,16, enquanto que no mesmo período de 2019 foi de R\$3,95.

O saldo de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2020 era de R\$894.040 mil, sendo que R\$891.307 mil se referem a empréstimo em moeda estrangeira da sua controlada Potiguar E&P, correspondente a US\$178.286 mil.

O EBITDA do exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$474.405 mil, fazendo com que o indicador de Dívida Líquida sobre EBITDA para a data-base de 31 de dezembro de 2020 ficasse em 1,53x.

O EBITDA em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$155.857 mil. O crescimento do EBITDA no exercício de 2020 reflete não só o crescimento das operações da Companhia, mas também uma maior eficiência operacional, e ações de redução de custo tomadas como reflexo da pandemia da Covid-19. O custo operacional por BOE foi de US\$10,50 no exercício de 2020, enquanto que em 2019 esse custo foi de US\$21,11 por BOE.

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possuía 532 colaboradores diretos, 315 deles localizados no Estado da Bahia e 217 no Estado do Rio Grande do Norte. A tabela abaixo demonstra a quantidade de colaboradores da Companhia nos últimos três anos:

Localidade	Quantidade de colaboradores diretos		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Bahia	315	340	307
Rio Grande do Norte	217	144	-
Total	532	484	307

5. Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade

Ao longo de 2020 continuamos aprimorando nosso Sistema de Gestão de Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade (SG-SSMS), estruturado com base nas Normas ISO 45001:2018 (Segurança, Saúde no Trabalho) e ISO 14001:2015 (Meio Ambiente), 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 estabelecer ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a segurança operacional, ocupacional e impactos ao meio ambiente.

A Companhia reforça o seu compromisso 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 está comprometida com o desenvolvimento sustentável local, proporcionando benefícios econômicos, sociais e ambientais para todas as partes interessadas nas regiões em que atua.

Projeto Social Ciranda Viva

Nossa atuação social é focada na infância e juventude, com ações em arte, educação, esportes e música. A Companhia iniciou, em 2014, em parceria com a AVSI Brasil, o CIRANDA VIVA RECÔNCAVO, um projeto social que atua junto às comunidades de Pedras, Flechas e Veadinho, localizadas no município de Catu-BA, com o objetivo de auxiliar as comunidades a se desenvolverem de forma sustentável, resgatando e valorizando sua cultura e identidade.

No CIRANDA EDUCATIVA, promovemos os valores da educação ambiental e segurança alimentar de crianças de 4 a 6 anos, que participam de atividades de cultivo de horta, oficinas de leitura e também de mutirões para avaliação nutricional, envolvendo pais e responsáveis.

O CIRANDA ESPORTIVA incentiva a prática de esportes como ferramenta para o desenvolvimento. Crianças e adolescentes participam de aulas de futsal, handebol, voleibol e basquete, além de brincadeiras e jogos colaborativos. O projeto, que foi iniciado em 2017 e conta também com o apoio da Ferbasa, beneficia atualmente cerca de 100 jovens entre 7 e 17 anos, alunos de escolas públicas da região.



6. Conjuntura do Setor

O Covid-19 impactou o mercado global de petróleo de forma relevante, causando uma forte redução na demanda e nos preços dessa commodity. A partir do segundo semestre de 2020, com a melhora dos efeitos da Covid-19 na economia mundial, os níveis de preços do óleo e gás iniciaram uma recuperação ajudadas também pelo equilíbrio do mercado de petróleo a partir da dinâmica entre a OPEP e outros grandes exportadores. Para 2021, a International Energy Agency espera uma recuperação acentuada da demanda global.

No Brasil, observou-se uma redução de investimentos em campos maduros onshore e offshore pela Petrobras, principal player deste mercado no país, para alocação de recursos nos campos do pré-sal. Tal situação, o avanço do programa de desinvestimento da Petrobras e o fato de que o Governo Federal ter implementado uma série de medidas destinadas a incentivar produção em campos maduros de petróleo e gás, oferecem oportunidades para empresas como a PetroRecôncavo investirem em campos maduros onshore. O governo também implementou medidas como redução dos requisitos de conteúdo local e royalties, e permissão de empréstimos com base em reservas.

Como estratégia para priorizar investimentos em áreas do pré-sal e alguns outros projetos de grande porte, há alguns anos a Petrobras vem trabalhando em um grande programa de desinvestimento de ativos que contempla a venda de posições minoritárias, majoritárias ou participação total em certas subsidiárias e ativos não centrais para sua estratégia. Na apresentação de suas metas para 2021 a 2025, a Petrobras cita mais de 50 ativos à venda, incluindo ativos em E&P, midstream, downstream (refinarias e outros) e gás e energia.

Considerando a produção total de óleo e gás do país em dezembro de 2020, de acordo com os dados de produção retirados do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (edição nº 124 - dez/2020), a Petrobras é a maior produtora, com uma produção de 2,5 milhões de barris equivalentes (excluindo-se a produção dos Polos Remanso e Miranga), seguida pela Shell Brasil com uma produção de 447,4 mil barris equivalentes por dia.

Considerando a produção dos ativos de propriedade da PetroRecôncavo e suas subsidiárias, bem como os ativos já assinados (incluindo: (a) a produção das operadoras Potiguar E&P S.A. e Recôncavo E&P S.A.; (b) a produção do Polo Remanso, incluindo 47,73% da produção do poço BSU-14, unitizado com a concessão Gomo, e; (c) Produção do Polo Miranga, a PetroRecôncavo se situava como o 11º maior concessionário na produção de petróleo equivalente no Brasil, com uma produção de cerca de 14,9 mil barris equivalentes por dia.

7. Relacionamento com os Auditores Independentes

Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (“Deloitte”) foi contratada para a prestação dos seguintes serviços:

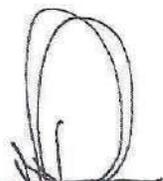
Auditoria das demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) e procedimentos adicionais, de acordo com a nossa responsabilidade como auditor independente; para o acompanhamento, leitura e revisão da forma dos eventuais documentos preparados pela Companhia, incluindo o Formulário de referência, para a utilização no processo de obtenção do registro de companhia aberta na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em conformidade com a instrução CVM no 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada (“Instrução CVM 480”), verificar a consistência das informações contábeis e financeiras em relação às demonstrações financeiras da Companhia, auditadas pela Deloitte.

A contratação de auditores independentes está fundamentada nos princípios que resguardam a independência do auditor, que consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho; (b) não exercer funções gerenciais; e (c) não prestar quaisquer serviços que possam ser considerados proibidos pelas normas vigentes. Além disso, a Administração obtém dos auditores independentes declaração de que os serviços especiais prestados não afetam a sua independência profissional.

Declaração dos diretores sobre as demonstrações financeiras

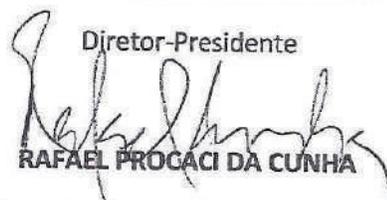
Em observância às disposições constantes da Instrução CVM nº 480/2009, a Diretoria declara que discutiu, reviu e concordou com as demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

São Paulo, 25 de fevereiro de 2021.



MARCELO CAMPOS MAGALHÃES

Diretor-Presidente



RAFAEL PROCACI DA CUNHA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



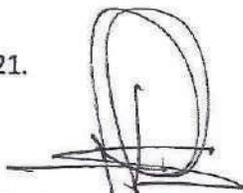
TROY PATRICK FINNEY

Diretor de Operações

Declaração dos diretores sobre o parecer emitido pelos auditores independentes

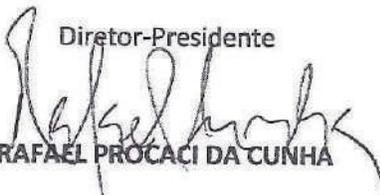
Em observância às disposições constantes da Instrução CVM nº 480/2009, a Diretoria declara que discutiu, reviu e concordou com as conclusões expressas no relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

São Paulo, 25 de fevereiro de 2021.



MARCELO CAMPOS MAGALHÃES

Diretor-Presidente



RAFAEL PROCACI DA CUNHA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



TROY PATRICK FINNEY

Diretor de Operações

(F) **RELATÓRIO SOBRE RESERVAS E RECURSOS CONTIGENTES REFERENTE AO POLO RIACHO DA FORQUILHA, DATADO DE 21 DE JANEIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

20 de janeiro de 2021

Potiguar E&P S.A.
Rua Artur Paula, 2 – Nova Betânia
59612-120 Mossoró – RN
Brasil

Prezados(as),

De acordo com sua solicitação, estimamos as reservas provadas, prováveis e possíveis e as receitas futuras, em 31 de dezembro de 2020, ao interesse da Potiguar E&P S.A. (Potiguar) em certas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo Riacho da Forquilha, Brasil. Também conforme solicitado, estimamos os recursos contingentes líquidos e o fluxo de caixa, a partir de 31 de dezembro de 2020, ao interesse da Potiguar nessas propriedades. Concluimos nossa avaliação na data desta carta ou próximo a ela. Este relatório foi preparado utilizando parâmetros de preço e custo especificados pela Potiguar, conforme discutido nos parágrafos subsequentes desta carta. Os valores monetários mostrados neste relatório são expressos em dólares dos Estados Unidos (\$) ou milhares de dólares dos Estados Unidos (M\$).

As estimativas neste relatório foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS) de 2018 aprovado pela Society of Petroleum Engineers (SPE). Conforme apresentado no PRMS 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes ou recursos prospectivos. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. As definições são apresentadas imediatamente após esta carta.

RESERVAS

Reservas são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de projetos de desenvolvimento a partir de uma determinada data em condições definidas. As reservas devem ser descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes, a partir da data da avaliação com base nos projetos de desenvolvimento aplicados. Reservas provadas são as quantidades de petróleo e gás que, pela análise dos dados de engenharia e geociência, podem ser estimadas com razoável certeza de serem comercialmente recuperáveis; reservas prováveis e possíveis são aquelas reservas adicionais sobre as quais se tem sequencialmente menos certeza de serem recuperadas do que as reservas provadas. As reservas são limitadas às datas de validade dos contratos. O prazo de validade do contrato para 21 dos campos é 31 de agosto de 2025. Os prazos de validade do contrato para os campos restantes variam entre 31 de dezembro de 2029 e 31 de dezembro de 2041.

Conforme apresentado nas projeções resumidas anexas, Tabelas I a VI, estimamos que as reservas líquidas e a receita líquida futura para a participação da Potiguar nessas propriedades, em 31 de dezembro de 2020, são:

Categoria	Reservas Líquidas		Receita Líquida Futura (M\$)	
	Óleo (MBBL)	Gás (MMCF)	Total	Valor Presente Em 10%
Provadas Desenvolvidas Em Produção	7.626,1	6.901,7	172.887,7	152.070,1
Provadas Desenvolvidas A Produzir	2.437,3	6.725,3	75.533,0	55.198,1
Provadas Não Desenvolvidas	6.112,6	2.328,7	198.913,2	132.243,8
Total Provadas	16.176,0	15.955,7	447.333,9	339.512,0
Prováveis	5.468,1	2.384,1	179.205,0	94.808,9
Possíveis	2.139,5	564,0	69.299,1	34.011,9

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru apenas. Os volumes de óleo são expressos em milhares de barris (MBBL); um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Os volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases padrão de temperatura e pressão.

A categorização das reservas transmite o grau relativo de certeza; a subcategorização das reservas baseia-se no status de desenvolvimento e produção. As estimativas de reservas e receitas futuras aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com os riscos.

A receita bruta ajustada mostrada neste relatório corresponde à participação da Potiguar na receita bruta (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções e foi aumentada para contabilizar certos impostos sobre o rendimento da produção reembolsados que foram pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita líquida futura se dá após as deduções da participação da Potiguar desses impostos, royalties, custos de capital, custos de abandono e despesas operacionais, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. A receita líquida futura teve o desconto de uma taxa anual de 10 por cento para determinar seu valor presente, o que é mostrado para indicar o efeito do tempo no valor do dinheiro. A receita líquida futura apresentada neste relatório, seja descontada ou não, não deve ser interpretada como sendo o valor justo de mercado das propriedades.

Não fizemos nenhuma investigação sobre possível desequilíbrio entre volume e valor resultante de fornecimento excessivo ou incompleto conforme o interesse da Potiguar. Portanto, nossas estimativas de reservas e receita futura não incluem ajustes para liquidação de nenhum desses desequilíbrios; nossas projeções são baseadas no recebimento pela Potiguar de sua participação na receita líquida da produção bruta futura estimada. Além disso, não fizemos nenhuma investigação específica sobre qualquer contrato de transporte firmado que possa estar em vigor para essas propriedades; nossas estimativas de receita futura incluem os efeitos de tais contratos apenas na medida em que as taxas associadas são contabilizadas nas demonstrações contábeis históricas no nível de contrato.

RECURSOS CONTINGENTES

Recursos contingentes são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os recursos contingentes neste relatório são os volumes econômicos estimados além dos prazos de validade dos contratos até as possíveis prorrogações dos mesmos e são contingentes apenas da obtenção das extensões contratuais. Os custos necessários para resolver essa contingência não foram incluídos neste relatório; as estimativas de fluxo de caixa são baseadas na premissa de que a contingência será resolvida com sucesso. Se a contingência for resolvida com sucesso, os recursos contingentes estimados neste relatório deverão ser reclassificados como reservas; nossas estimativas não foram arriscadas para contabilizar a possibilidade de que a contingência não seja resolvida.

Estimamos os recursos contingentes líquidos e o fluxo de caixa para a participação da Potiguar nessas propriedades, em 31 de dezembro de 2020, da seguinte forma:

Categoria	Recursos Contingentes Líquidos		Fluxo De Caixa Contingente Líquido (M\$)	
	Óleo (MBBL)	Gás (MMCF)	Total	Desconto de 10%
Menor Estimativa (1C)	19.181,2	28.963,0	320.396,9	134.145,5
Melhor Estimativa (2C)	26.097,3	37.304,8	423.197,1	165.739,6
Maior Estimativa (3C)	30.227,6	40.482,7	527.517,4	198.515,1

(1) Os recursos contingentes líquidos são os volumes econômicos estimados a serem recuperados além dos prazos de validade do contrato atual até as possíveis prorrogações dos mesmos; as extensões podem ser concedidas por até 27 anos.

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru apenas. Os volumes de óleo são expressos em milhares de barris (MBBL); um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Os volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases padrão de temperatura e pressão.

Os recursos contingentes mostrados neste relatório foram estimados usando métodos determinísticos. Uma vez que a contingência tenha sido resolvida com sucesso, a probabilidade aproximada de que as quantidades de recursos contingentes efetivamente recuperados serão iguais ou superiores aos valores estimados é geralmente inferida como sendo de 90 por cento para a menor estimativa, 50 por cento para a melhor estimativa, e 10 por cento para a maior estimativa. As estimativas de recursos contingentes aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com o risco de desenvolvimento.

A receita de contingência bruta ajustada corresponde à participação da Potiguar na receita bruta (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções e foi aumentada para contabilizar certos impostos sobre o rendimento da produção reembolsados pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. O fluxo de caixa líquido contingente se dá após as deduções que foram da participação da Potiguar desses impostos, royalties, custos de capital, custos de abandono e despesas operacionais, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. O fluxo de caixa contingente líquido teve desconto de uma taxa anual de 10 por cento para indicar o efeito do tempo sobre o valor do dinheiro. O fluxo de caixa contingente, descontado ou não, não deve ser interpretado como sendo o valor justo de mercado das propriedades.

PARÂMETROS ECONÔMICOS

Conforme solicitado, este relatório foi preparado utilizando os parâmetros de preços de óleo e gás especificados pela Potiguar. Os preços do óleo e gás baseiam-se nos preços futuros do Petróleo Brent em 31 de dezembro de 2020. Os preços do óleo são ajustados por campo quanto à qualidade e diferenciais de mercado fornecidos pela Potiguar. Os preços do gás baseiam-se em um contrato com vigência até 31 de dezembro de 2021. Presume-se que o contrato seja renovado durante toda a vida útil das propriedades. Conforme solicitado, uma projeção econômica é incluída na categoria de reservas provadas desenvolvidas em produção para contabilizar as receitas e perdas incrementais recebidas de certos contratos de hedge sobre o preço do óleo em vigor até 30 de setembro de 2023. Os preços médios anuais do óleo, antes dos ajustes, são mostrados na tabela a seguir:

<u>Término Do Período</u>	<u>Preço Do Óleo (\$/Barril)</u>	<u>Término Do Período</u>	<u>Preço Do Óleo (\$/Barril)</u>
31-12-2021	51,45	31-12-2026	49,22
31-12-2022	50,17	31-12-2027	49,21
31-12-2023	49,62	31-12-2028	49,19
31-12-2024	49,39	Posteriormente	49,17
31-12-2025	49,26		

Os custos operacionais utilizados neste relatório baseiam-se nos registros de despesas operacionais da Potiguar, a operadora das propriedades. Conforme solicitado, os custos operacionais são limitados aos custos diretos de arrendamento e de campo e a estimativa da Potiguar da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede, necessárias para operar as propriedades. Os custos operacionais foram divididos em custos de contrato, custos de campo, custos por poço, e custos por unidade de produção e, conforme solicitado, não são escalados pela inflação.

Os custos de capital utilizados neste relatório foram fornecidos pela Potiguar e baseiam-se em autorizações de despesas e custos reais de atividades recentes. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento, e equipamentos de produção. Com base em nosso entendimento sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que nos foi fornecida, e nosso conhecimento de propriedades similares, consideramos razoáveis esses custos de capital. Os custos de

abandono utilizados neste relatório são estimativas da Potiguar dos custos para abandonar os poços e as instalações de produção, líquidos de qualquer valor residual. Conforme solicitado, para as reservas, nossas estimativas não incluem nenhum valor residual para o arrendamento e equipamento de poço ou o custo de abandono das propriedades para as quais Potiguar planeja vender ou estender sua participação no término da concessão; para todas as outras propriedades, os custos de abandono são programados com base no cronograma fornecido pela Potiguar. Também conforme solicitado, para os recursos contingentes, os custos de abandono estão programados para serem pagos em uma conta caucionada anualmente a partir de 2024 e continuando durante toda a vida restante das propriedades. Conforme solicitado, os custos de capital e os custos de abandono não são escalados pela inflação.

INFORMAÇÕES GERAIS

Este relatório não inclui nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas e recursos contingentes. Para os objetivos deste relatório, não realizamos nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinamos o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigamos possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades; portanto, nossas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

As reservas e os recursos contingentes mostrados neste relatório são apenas estimativas e não devem ser interpretadas como quantidades exatas. As estimativas podem aumentar ou diminuir como resultado das condições de mercado, operações futuras, mudanças nos regulamentos, ou no desempenho real do reservatório. Além das principais premissas econômicas aqui discutidas, nossas estimativas baseiam-se em certas suposições, incluindo, sem limitação, que as propriedades serão desenvolvidas de acordo com os planos de desenvolvimento atuais, conforme nos foi fornecido pela Potiguar, que as propriedades serão operadas de forma prudente, que nenhum regulamento ou controle governamental será colocado em prática que tenha impacto na capacidade do proprietário do interesse de recuperar os volumes, e que nossas projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se esses volumes forem recuperados, as receitas e os custos relacionados a eles poderão ser maiores ou menores do que os valores estimados. Devido às políticas governamentais e incertezas de oferta e demanda, as taxas de vendas, preços recebidos e custos incorridos podem variar em relação às premissas feitas durante a preparação deste relatório.

Para os fins deste relatório, utilizamos dados técnicos e econômicos incluindo, sem limitação, registros de poços, mapas geológicos, dados de teste de poços, dados de produção, informações históricas de preço e custo, e interesses de propriedade. As reservas e os recursos contingentes deste relatório foram estimados usando métodos determinísticos; essas estimativas foram preparadas de acordo com os princípios de engenharia de petróleo e avaliação geralmente aceitos, estabelecidos nas Normas Referentes à Estimativa e Auditoria das Informações sobre Reservas de Petróleo e Gás promulgadas pela SPE (Normas SPE). Utilizamos métodos padrão de engenharia e geociência, ou uma combinação de métodos, incluindo análise de desempenho e analogia, que consideramos apropriados e necessários para classificar, categorizar, e estimar volumes de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. Uma parte substancial desses volumes se destina a zonas não produtoras e locais não desenvolvidos; tais volumes baseiam-se na analogia com propriedades com características geológicas e de reservatório semelhantes. Como em todos os aspectos da avaliação do petróleo e gás, existem incertezas inerentes à interpretação dos dados de engenharia e geociência; portanto, nossas conclusões representam necessariamente apenas um julgamento profissional informado.

Os dados utilizados em nossas estimativas foram obtidos da Potiguar e dos arquivos não confidenciais da Netherland, Sewell & Associates, Inc. e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados em nosso escritório. Não examinamos os direitos contratuais das propriedades nem confirmamos de forma independente o grau ou tipo de interesse real detido. O responsável técnico principal pela preparação das estimativas aqui apresentadas atende aos requisitos de qualificação, independência, objetividade e confidencialidade estabelecidos nas Normas SPE. Somos engenheiros de petróleo, geólogos, geofísicos, e

petrofísicos independentes; não possuímos interesse nessas propriedades nem somos empregados de forma contingente.

Atenciosamente,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Empresa de Engenharia registrada no Texas F-2699

Por: 
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Presidente e Director Geral

Por: 
Justin S. Hamilton, P.E. 104999
Vice Presidente

Data da assinatura: 20 de janeiro de 2021



JSH:JLC

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Este documento contém informações extraídas de definições e diretrizes preparadas pelo Oil and Gas Reserves Committee da Society of Petroleum Engineers (SPE), revisadas e promovidas em conjunto pela SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts e European Association of Geoscientists & Engineers.

Preâmbulo

Os recursos petrolíferos correspondem às quantidades de hidrocarbonetos que ocorrem naturalmente na crosta terrestre ou dentro dela. As avaliações de recursos estimam quantidades em acumulações já conhecidas e ainda a serem descobertas. Elas se concentram nas quantidades que podem ser recuperadas e distribuídas por meio de projetos comerciais. Um sistema de gerenciamento de recursos petrolíferos (da sigla em inglês, PRMS) proporciona uma abordagem consistente para estimar quantidades de petróleo, avaliar projetos e apresentar resultados dentro de uma estrutura de classificação abrangente.

Este PRMS atualizado fornece os princípios fundamentais para a avaliação e classificação das reservas e recursos petrolíferos. Se houver qualquer conflito com diretrizes anteriores da SPE e do PRMS, de treinamentos aprovados ou com as Diretrizes de Aplicação, o PRMS atual deverá prevalecer. Entende-se que essas definições e diretrizes oferecem flexibilidade para que entidades, governos e agências reguladoras adaptem a aplicação a suas necessidades particulares; entretanto, quaisquer modificações nas diretrizes contidas neste documento devem ser claramente identificadas. Os termos “deve(m)” ou “precisa(m)” indicam que uma disposição deste documento é obrigatória para o cumprimento do PRMS, enquanto “recomenda-se” indica uma prática recomendada e “pode(m)” indica que um curso de ação é permissível. As definições e diretrizes contidas neste documento não devem ser interpretadas como uma modificação da interpretação ou aplicação de quaisquer exigências de relatórios regulamentares existentes.

1.0 Princípios básicos e definições

1.0.0.1 Um sistema de classificação dos recursos petrolíferos é um elemento fundamental que fornece uma linguagem comum para comunicar tanto a confiança do status de maturação dos recursos de um projeto quanto a variedade de resultados possíveis para as diversas entidades. O PRMS proporciona transparência ao exigir a avaliação de vários critérios que permitem a classificação e categorização dos recursos de um projeto. Os elementos de avaliação consideram o risco de descoberta geológica e as incertezas técnicas, juntamente com a determinação das possibilidades de um projeto petrolífero atingir o status de maturação comercial.

1.0.0.2 A estimativa técnica das quantidades de recursos petrolíferos envolve a avaliação de quantidades e valores que têm um grau inerente de incerteza. Essas quantidades estão associadas a projetos de exploração, avaliação e desenvolvimento em vários estágios de concepção e implementação. Os aspectos comerciais considerados relacionarão o status de maturidade do projeto (por exemplo, técnico, econômico, regulatório e legal) com a chance de implementação do projeto.

1.0.0.3 O uso de um sistema de classificação consistente melhora as comparações entre projetos, grupos de projetos e portfólios completos de empresas. A aplicação do PRMS deve considerar tanto fatores técnicos quanto comerciais que afetam a viabilidade do projeto, sua vida produtiva e seus fluxos de caixa relacionados.

1.1 Estrutura de classificação dos recursos petrolíferos

1.1.0.1 O petróleo é definido como uma mistura natural constituída de hidrocarbonetos no estado gasoso, líquido ou sólido. O petróleo também pode conter não-hidrocarbonetos, dos quais exemplos comuns são o dióxido de carbono, o nitrogênio, o sulfeto de hidrogênio e o enxofre. Em casos raros, o teor de não-hidrocarbonetos pode ser superior a 50%.

1.1.0.2 O termo *recursos* aqui utilizado destina-se a abranger todas as quantidades de petróleo que ocorrem naturalmente dentro da crosta terrestre, tanto descobertas como não descobertas (sejam recuperáveis ou não recuperáveis), além das quantidades já produzidas. Além disso, inclui todos os tipos de petróleo, quer sejam considerados atualmente como recursos convencionais ou não convencionais.

1.1.0.3 A figura 1.1 representa graficamente o sistema de classificação de recursos do PRMS. O sistema classifica os recursos como descobertos e não descobertos e define as classes de recursos recuperáveis: Produção, Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos, assim como Petróleo Não Recuperável.

1.1.0.4 O eixo horizontal reflete o intervalo de incerteza das quantidades estimadas possivelmente recuperáveis de uma

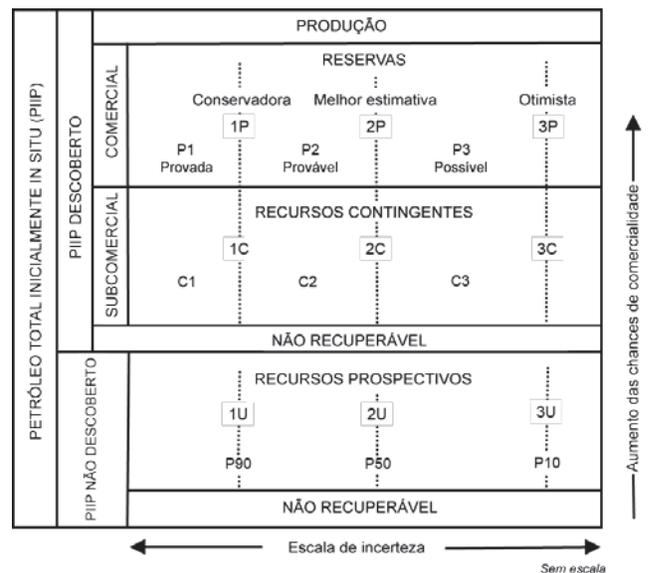


Figura 1.1 – Estrutura de classificação de recursos

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

acumulação por um projeto, enquanto o eixo vertical representa a probabilidade de comercial, P_c , que é a probabilidade de um projeto estar comprometido com o desenvolvimento e atingir o status de produção comercial.

1.1.0.5 As seguintes definições se aplicam às principais subdivisões dentro da classificação de recursos:

- A. O **Total de Petróleo Inicialmente in Situ** (PIIP) corresponde a todas as quantidades de petróleo que se estima existir originalmente em acumulações naturais, descobertas e não descobertas, antes da produção.
- B. **PIIP descoberto** é a quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida em acumulações conhecidas antes da produção.
- C. **Produção** é a quantidade acumulada de petróleo que foi recuperada em uma determinada data. Embora todos os recursos recuperáveis sejam estimados, e a produção seja medida de acordo com as especificações do produto vendido, as quantidades de produção bruta (somando a quantidade vendida e não vendida) também são medidas e necessárias para dar suporte às análises de engenharia baseadas no esvaziamento do reservatório (ver Seção 3.2, Medição da produção).

1.1.0.6 Vários projetos de desenvolvimento podem ser aplicados a cada acumulação conhecida ou desconhecida, e cada projeto será previsto para recuperar uma porção estimada das quantidades inicialmente no local. Os projetos devem ser subdivididos em comerciais, subcomerciais e não descobertos, com as quantidades recuperáveis estimadas sendo classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos, respectivamente, conforme definido abaixo.

- A. 1. **Reservas** são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas. As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes (a partir da data efetiva da avaliação) com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s).
2. As reservas são recomendadas como quantidades de vendas medidas no ponto de referência. Quando a entidade também reconhecer as quantidades consumidas em operações (CiO) (ver Seção 3.2.2), como Reservas, essas quantidades devem ser registradas separadamente. As quantidades de não-hidrocarbonetos são reconhecidas como Reservas somente quando vendidas juntamente com hidrocarbonetos ou com CiO associadas à produção de petróleo. Se os não-hidrocarbonetos forem separados antes da venda, eles serão excluídos das Reservas.
3. As reservas são ainda categorizadas de acordo com o intervalo de incerteza e devem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção.
- B. **Recursos Contingentes** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes têm uma chance associada de desenvolvimento. Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, ou para os quais a recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou ainda, quando a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente a comercialidade. Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas e devem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou status econômico.
- C. O **PIIP não descoberto** corresponde à quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida nas acumulações ainda a serem descobertas.
- D. **Recursos Prospectivos** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas pela aplicação de futuros projetos de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos têm tanto uma probabilidade associada de descoberta geológica como uma chance de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas recuperáveis, assumindo a descoberta e o desenvolvimento, e podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto.
- E. **Recursos Não Recuperáveis** são a parte do PIIP descoberto ou não descoberto avaliada, a partir de uma determinada data, como não recuperável pelo(s) projeto(s) atualmente definido(s). Uma parte dessas quantidades pode se tornar recuperável no futuro à medida que as circunstâncias comerciais mudem, que a tecnologia seja desenvolvida ou que dados adicionais sejam adquiridos. A parte restante pode nunca ser recuperada devido a restrições físicas/químicas representadas pela interação na subsuperfície de fluidos e rochas do reservatório.

1.1.0.7 A soma de Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos pode ser referida como “recursos recuperáveis remanescentes”. É importante ressaltar que essas quantidades não devem ser agregadas sem a devida consideração do risco técnico e comercial envolvido com sua classificação. Quando tais termos forem utilizados, cada componente de classificação da soma deve ser fornecido.

1.1.0.8 Outros termos utilizados nas avaliações de recursos incluem os seguintes:

- A. **Estimativa de Recuperação Final (EUR)** não é uma categoria ou classe de recursos, mas um termo que pode ser aplicado a uma acumulação ou grupo de acumulações (descobertas ou não descobertas) para definir as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como sendo possivelmente recuperáveis, além das quantidades já produzidas

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

a partir da acumulação ou grupo de acumulações. Para fins de clareza, a EUR deve mencionar as condições técnicas e comerciais associadas para os recursos; por exemplo, a EUR provada inclui as Reservas Provadas e a produção anterior.

- B. **Recursos Tecnicamente Recuperáveis (TRR)** são as quantidades de produtos petrolíferos que utilizam tecnologia e práticas industriais atualmente disponíveis, independentemente de considerações comerciais. Os TRRs podem ser usados para Projetos específicos ou para grupos de Projetos ou podem ser uma estimativa indiferenciada dentro de uma área (muitas vezes em toda a bacia) com potencial de recuperação.

1.2 Avaliações de Recursos Baseados em Projetos

1.2.0.1 O processo de avaliação de recursos consiste em identificar um projeto ou projetos de recuperação associados a uma ou mais acumulações de petróleo, estimar as quantidades de PIIP, estimar a porção das quantidades no local que podem ser recuperadas por cada projeto, e classificar o(s) projeto(s) com base no estado de maturidade ou probabilidade de comercialidade.

1.2.0.2 O conceito de um sistema de classificação baseado em projetos é melhor elucidado examinando os elementos que contribuem para uma avaliação dos recursos líquidos recuperáveis (ver Figura 1.2).

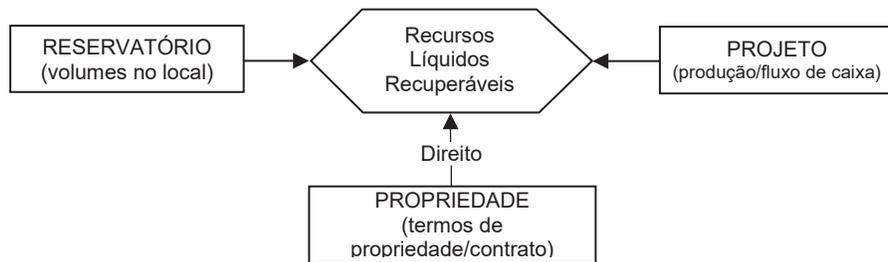


Figura 1.2—Avaliação dos recursos

1.2.0.3 **O reservatório** (contém a acumulação de petróleo): Os principais atributos incluem os tipos e quantidades de PIIP e as propriedades dos fluidos e rochas que afetam a recuperação de petróleo.

1.2.0.4 **O projeto**: Um projeto pode consistir no desenvolvimento de um poço, de um único reservatório ou de um pequeno campo; um desenvolvimento incremental em um campo produtor; ou o desenvolvimento integrado de um campo ou vários campos junto com as instalações de processamento associadas (por exemplo, compressão). Dentro de um projeto, o desenvolvimento de um reservatório específico gera um único cronograma de produção e um fluxo de caixa em cada nível de certeza. A integração desses cronogramas considerados na primeira truncagem do projeto, causada por limites técnicos, econômicos ou contratuais, define os recursos recuperáveis estimados e as projeções de fluxo de caixa líquido futuro associadas para cada projeto. A relação de EUR para quantidades totais de PIIP define a eficiência de recuperação do projeto. Cada projeto deve ter um intervalo de recursos recuperáveis associado (estimativa conservadora, melhor estimativa e estimativa otimista).

1.2.0.5 **A propriedade** (área de arrendamento ou da licença): Cada propriedade pode ter direitos e obrigações contratuais exclusivos associados, incluindo os termos fiscais. Essas informações permitem definir a parcela de cada entidade participante nas quantidades produzidas (direito) e a parcela de investimentos, despesas e receitas para cada projeto de recuperação, além do reservatório ao qual é aplicada. Uma propriedade pode abranger muitos reservatórios, ou um reservatório pode abranger várias propriedades diferentes. Uma propriedade pode conter tanto acumulações descobertas como não descobertas que podem não ter relação espacial com uma possível designação de campo único.

1.2.0.6 Os recursos líquidos recuperáveis de uma entidade são a parcela do direito de produção futura legalmente acumulada sob os termos do contrato ou licença de desenvolvimento e produção.

1.2.0.7 No contexto dessa relação, o projeto é o elemento principal considerado na classificação dos recursos, e os recursos líquidos recuperáveis são as quantidades derivadas de cada projeto. Um projeto representa uma atividade definida ou um conjunto de atividades para desenvolver a(s) acumulação(ões) de petróleo e as decisões tomadas para amadurecer os recursos para as reservas. Em geral, recomenda-se que um projeto individual tenha uma subclasse específica de nível de maturidade atribuído a ele (ver Seção 2.1.3.5, Subclasses de maturidade do projeto) na qual é tomada a decisão de prosseguir ou não (ou seja, gastar mais dinheiro) e deve haver um intervalo associado de quantidades recuperáveis estimadas para o projeto (ver Seção 2.2.1, Intervalo de incerteza). Para fins de precisão, um campo desenvolvido também é considerado como um projeto.

1.2.0.8 Uma acumulação ou possível acumulação de petróleo geralmente está sujeita a vários projetos separados e distintos que se encontram em diferentes estágios de exploração ou desenvolvimento. Assim sendo, uma acumulação pode ter quantidades recuperáveis em várias classes de recursos simultaneamente.

1.2.0.10 Nem todos os projetos de desenvolvimento tecnicamente viáveis serão comerciais. A viabilidade comercial de um projeto de desenvolvimento dentro do plano de desenvolvimento de um campo depende de uma estimativa das condições que existirão durante

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

o período abrangido pelo projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade). As condições incluem fatores técnicos, econômicos (por exemplo, taxas mínimas de atratividade, preços de commodities), custos operacionais e de capital, comercialização, rota(s) de vendas, e fatores legais, ambientais, sociais e governamentais previstos e com impacto no projeto durante o período em avaliação. Embora os fatores econômicos possam ser resumidos como custos previstos e preços de produtos, as influências subjacentes incluem, sem limitação, as condições de mercado (por exemplo, inflação, fatores de mercado e contingências), taxas de câmbio, infraestrutura de transporte e processamento, termos fiscais e impostos.

1.2.0.11 Os recursos sendo estimados são as quantidades que podem ser produzidas a partir de um projeto, medidas de acordo com as especificações de entrega no ponto de venda ou transferência de custódia (ver Seção 3.2.1, Ponto de referência) e podem permitir previsões de quantidades de CiO (ver Seção 3.2.2, Consumo em operações). A previsão de produção acumulada desde a data efetiva até a cessação da produção é a quantidade restante de recursos recuperáveis (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).

1.2.0.12 Os dados de suporte, processos analíticos e suposições que descrevem a base técnica e comercial utilizada em uma avaliação devem ser documentados com detalhes suficientes para permitir, conforme necessário, que um avaliador ou auditor de reservas qualificado entenda claramente a base de cada projeto para a estimativa, categorização e classificação das quantidades de recursos recuperáveis e, se apropriado, a avaliação comercial associada.

2.0 Diretrizes de classificação e categorização

2.1 Classificação dos recursos

2.1.0.1 A classificação do PRMS estabelece critérios para a classificação do PIIP total. A determinação de uma descoberta diferencia entre PIIP descoberto e PIIP não descoberto. A aplicação de um projeto diferencia ainda mais os recursos recuperáveis dos não recuperáveis. O projeto é então avaliado para determinar seu status de maturação a fim de permitir a distinção de classificação entre projetos comerciais e subcomerciais. O PRMS exige que as quantidades de recursos recuperáveis do projeto sejam classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos.

2.1.1 Determinação do status de descoberta

2.1.1.1 Uma acumulação de petróleo descoberta é determinada quando um ou mais poços exploratórios tiverem demonstrado por meio de testes, amostragem e/ou registro a existência de uma quantidade significativa de hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis e, portanto, tiverem estabelecido uma acumulação conhecida. Na ausência de um teste de fluxo ou amostragem, a determinação da descoberta requer a certeza da presença de hidrocarbonetos e provas de produtividade, que podem ser sustentadas por análogos adequados de produção (ver Seção 4.1.1, Análogos). Nesse contexto, "significativo" implica que há evidência de uma quantidade suficiente de petróleo para justificar a estimativa da quantidade no local demonstrada pelo(s) poço(s) e para avaliar o potencial de recuperação comercial.

2.1.1.2 Quando uma descoberta tiver identificado hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis, mas não for considerado viável aplicar um projeto com tecnologia estabelecida ou com tecnologia em desenvolvimento, tais quantidades podem ser classificadas como Descobertas Não Recuperáveis sem Recursos Contingentes. Em avaliações futuras, conforme adequado para fins de gerenciamento de recursos petrolíferos, uma parte dessas quantidades não recuperáveis pode converter-se em recursos recuperáveis à medida que as circunstâncias comerciais mudem ou que ocorram desenvolvimentos tecnológicos.

2.1.2 Determinação da comercialidade

2.1.2.1 As quantidades recuperáveis descobertas (Recursos Contingentes) podem ser consideradas comercialmente maduras, e assim atingir a classificação de Reservas, se a entidade que alega comercialidade tiver demonstrado uma firme intenção de prosseguir com o desenvolvimento. Isso significa que a entidade cumpriu os critérios de decisão interna (normalmente taxa de retorno igual ou superior ao custo médio ponderado do capital ou à taxa mínima de atratividade). A comercialidade é atingida mediante o compromisso da entidade com o projeto e com todos os critérios a seguir:

- A. Evidências de um plano de desenvolvimento tecnicamente maduro e viável.
- B. Evidências de que as dotações financeiras estão em vigor ou têm uma alta probabilidade de serem asseguradas para implementar o projeto.
- C. Evidências que sustentem um período razoável para o desenvolvimento.
- D. Uma avaliação razoável de que os projetos de desenvolvimento terão uma economia positiva e atenderão a critérios definidos de investimento e operação. Essa avaliação é realizada sobre as quantidades previstas de direitos estimados e o fluxo de caixa associado sobre o qual a decisão de investimento é tomada (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).
- E. Uma expectativa razoável de que haverá um mercado para as quantidades previstas de venda da produção necessárias para justificar o desenvolvimento. Também deve haver uma confiança semelhante de que todos os fluxos produzidos (por exemplo, petróleo, gás, água, CO₂) podem ser vendidos, armazenados, reinjetados ou descartados de outra forma adequada.
- F. Evidências de que as instalações de produção e transporte necessárias estão disponíveis ou podem ser disponibilizadas.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

G. Evidências de que as aprovações legais, contratuais, ambientais, regulatórias e governamentais estão em vigor ou previstas, juntamente com a resolução de quaisquer preocupações sociais e econômicas.

2.1.2.2 O teste de comercialidade para a determinação de Reservas é aplicado às quantidades previstas da melhor estimativa (P50), que, ao qualificar todos os critérios e restrições comerciais e técnicas de maturação, tornam-se as Reservas 2P. Casos mais rigorosos [por exemplo, estimativa baixa (P90)] podem ser usados para fins decisórios ou para investigar a extensão da comercialidade (ver Seção 3.1.2, Critérios econômicos). Geralmente, os cenários de projetos de casos conservadores e otimistas podem ser avaliados quanto às sensibilidades ao considerar o risco do projeto e as oportunidades de vantagem.

2.1.2.3 Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer tanto sua viabilidade técnica quanto comercial, conforme observado na Seção 2.1.2.1. Deve haver uma expectativa razoável de que todas as aprovações internas e externas necessárias serão obtidas, além de evidências quanto à determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável. Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando justificável; por exemplo, o desenvolvimento de projetos econômicos que levam mais de cinco anos para serem desenvolvidos ou que são adiados para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada.

2.1.2.4 Embora as diretrizes do PRMS exijam evidências de dotações financeiras, elas não exigem que o financiamento de projetos seja confirmado antes de classificar os projetos como Reservas. Entretanto, essa pode ser outra exigência de relatório externo. Em muitos casos, o financiamento está condicionado aos mesmos critérios acima. Em geral, se não houver uma expectativa razoável de que o financiamento ou outras formas de compromisso (por exemplo, farm-outs) possam vir a ocorrer para que o desenvolvimento seja iniciado dentro de um prazo razoável, então o projeto deve ser classificado como Recursos Contingentes. Se for razoável esperar que o financiamento esteja disponível no momento da decisão final de investimento (FID), os recursos do projeto podem ser classificados como Reservas.

2.2 Categorização dos recursos

2.2.0.1 O eixo horizontal na classificação dos recursos na Figura 1.1 define o intervalo de incerteza nas estimativas das quantidades de petróleo recuperáveis, ou possivelmente recuperáveis, associadas a um projeto ou grupo de projetos. Essas estimativas incluem os seguintes componentes de incerteza:

- A. O total de petróleo restante dentro da acumulação (recursos no local).
- B. A incerteza técnica quanto à parcela do petróleo total que pode ser recuperada aplicando um projeto ou projetos de desenvolvimento definidos (ou seja, a tecnologia aplicada).
- C. As variações conhecidas nas condições comerciais que podem impactar as quantidades recuperadas e vendidas (por exemplo, disponibilidade no mercado; mudanças contratuais, tais como níveis da taxa de produção ou especificações de qualidade do produto) fazem parte do escopo do projeto e estão incluídas no eixo horizontal, enquanto a probabilidade de cumprimento das condições comerciais se reflete na classificação (eixo vertical).

2.2.0.2 A incerteza quanto às quantidades recuperáveis de um projeto é refletida pelas categorias de recursos 1P, 2P, 3P, Provado (P1), Provável (P2), Possível (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2 e C3; ou 1U, 2U e 3U. A probabilidade comercial de sucesso está associada às classes ou subclasses de recursos e não às categorias de recursos que refletem a variedade de quantidades recuperáveis.

2.2.1 Intervalo de incerteza

2.2.1.1 A incerteza é inerente à estimativa de recursos de um projeto e é comunicada no PRMS ao relatar uma série de resultados de categoria. O intervalo de incerteza quanto às quantidades recuperáveis e/ou possivelmente recuperáveis pode ser representado por cenários determinísticos ou por uma distribuição de probabilidade (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos).

2.2.1.2 Quando o intervalo de incerteza for representado por uma distribuição de probabilidade, uma estimativa conservadora, uma melhor estimativa e uma estimativa otimista devem ser fornecidas de tal forma que:

- A. Deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa conservadora.
- B. Deve haver pelo menos 50% de probabilidade (P50) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à melhor estimativa.
- C. Deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa otimista.

2.2.1.3 Em alguns projetos, o intervalo de incerteza pode ser limitado, e os três cenários podem resultar em estimativas de recursos que não são significativamente diferentes. Nessas situações, uma única estimativa de valor pode ser apropriada para descrever o resultado esperado.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

2.2.1.4 Ao usar o método do cenário determinístico, normalmente também deve haver estimativas conservadoras, melhores estimativas e estimativas otimistas, com base em avaliações qualitativas de incerteza relativa usando diretrizes de interpretação consistentes. Sob o método incremental determinístico, as quantidades para cada segmento de confiança são estimadas discretamente (ver Seção 2.2.2, Definições e diretrizes de categoria).

2.2.1.5 Os recursos do projeto são inicialmente estimados utilizando as projeções de intervalo de incerteza acima que incorporam os elementos subsuperficiais juntamente com as restrições técnicas relacionadas a poços e instalações. As previsões técnicas têm então critérios comerciais adicionais aplicados (por exemplo, os cortes econômicos e de licença são os mais comuns) para estimar as quantidades de direitos atribuídos e o status de classificação dos recursos: Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos.

2.2.2 Definições e diretrizes de categoria

2.2.2.1 Os avaliadores podem avaliar as quantidades recuperáveis e categorizar os resultados por incerteza usando o método incremental determinístico, o método do cenário determinístico (cumulativo), métodos geoestatísticos, ou métodos probabilísticos (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos). Também podem ser usadas combinações desses métodos.

2.2.2.2 O uso de uma terminologia consistente (Figuras 1.1 e 2.1) promove clareza na comunicação dos resultados da avaliação. Para Reservas, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas são usados para estimar as quantidades 1P/2P/3P resultantes, respectivamente. As quantidades incrementais associadas são denominadas Prováveis (P1), Prováveis (P2) e Possíveis (P3). As reservas são um subconjunto do sistema completo de classificação de recursos, e devem ser consideradas dentro do contexto do mesmo. Embora os critérios de categorização sejam propostos especificamente para Reservas, na maioria dos casos, eles podem ser aplicados igualmente aos Recursos Contingentes e Prospectivos. Ao atender aos critérios de maturidade comercial para descoberta e/ou desenvolvimento, as quantidades do projeto passam então para a subclasse de recursos apropriada. A Tabela 3 fornece os critérios para a determinação das categorias de Reservas.

2.2.2.3 Para Recursos Contingentes, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas são usados para estimar as quantidades 1C/2C/3C resultantes, respectivamente. Os termos C1, C2, e C3 são definidos para quantidades incrementais de Recursos Contingentes.

2.2.2.4 Para Recursos Prospectivos, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas também se aplicam e são usados para estimar as quantidades 1U/2U/3U resultantes. Não são definidos termos específicos para quantidades incrementais dentro dos Recursos Prospectivos.

2.2.2.5 As quantidades em diferentes classes e subclasses não podem ser agregadas sem considerar os diferentes graus de incerteza técnica e probabilidade comercial envolvidos na(s) classificação(ões) e sem considerar o grau de dependência entre elas (ver Seção 4.2.1, Agregação de classes de recursos).

2.2.2.6 Sem novas informações técnicas, não deve haver mudanças na distribuição de recursos tecnicamente recuperáveis e nos limites de categorização quando forem atendidas as condições para a reclassificação de projeto de Recursos Contingentes como Reservas.

2.2.2.7 Todas as avaliações exigem a aplicação de um conjunto consistente de condições previstas, incluindo custos e preços futuros presumidos, tanto para a classificação dos projetos quanto para a categorização das quantidades estimadas recuperadas por cada projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade).

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Tabela 1—Classes e subclasses de recursos recuperáveis

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Reservas	Reservas são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas.	<p>As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ainda categorizadas de acordo com o nível de incerteza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção.</p> <p>Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer sua viabilidade comercial (ver Seção 2.1.2., Determinação da comercialidade). Isso inclui a exigência de que haja evidências de uma determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável.</p> <p>Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando, por exemplo, o desenvolvimento de um projeto econômico for adiado por opção do produtor devido, entre outras coisas, a motivos relacionados ao mercado ou para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada.</p> <p>Para ser incluído na classe Reservas, deve haver uma alta confiança na maturação comercial e na produtividade econômica do reservatório, respaldada pela produção real ou por testes de formação. Em certos casos, as Reservas podem ser atribuídas com base em registros de poços e/ou análises de núcleo que indicam que o reservatório em questão é portador de hidrocarbonetos e é análogo aos reservatórios na mesma área que estão produzindo ou demonstraram a capacidade de produção em testes de formação.</p>
Em produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou é capaz de produzir e vender petróleo para o mercado.	<p>O principal critério é que o projeto esteja recebendo renda com as vendas, e não que o projeto de desenvolvimento aprovado esteja necessariamente concluído. Inclui reservas de produção desenvolvidas.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.</p>
Aprovado para desenvolvimento	Todas as aprovações necessárias foram obtidas, fundos de capital foram comprometidos e a implementação do projeto de desenvolvimento está pronta para começar ou está em andamento.	<p>Nesse estágio, é preciso ter certeza de que o projeto de desenvolvimento está indo adiante. O projeto não deve estar sujeito a quaisquer contingências, tais como aprovações regulatórias pendentes ou contratos de venda. Os gastos de capital previstos devem ser incluídos no orçamento atual ou do ano seguinte aprovado pela entidade relatora.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de começar a investir capital na construção de instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Justificado para desenvolvimento	A implementação do projeto de desenvolvimento se justifica com base em condições comerciais razoáveis previstas no momento do relatório, e quando houver expectativas razoáveis de que todas as aprovações/contratos necessários serão obtidos.	<p>Para passar para esse nível de maturidade do projeto e, portanto, ter Reservas associadas a ele, o projeto de desenvolvimento deve ser comercialmente viável no momento do relatório (ver Seção 2.1.2, Determinação da comercialidade), considerando as circunstâncias específicas do projeto. Todas as entidades participantes concordaram e há evidência de um projeto comprometido (forte intenção de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável). Não deve haver contingências conhecidas que possam impedir que o desenvolvimento prossiga (ver classe Reservas).</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão da entidade relatora e de seus parceiros, se houver, de que o projeto atingiu um nível de maturação técnica e comercial suficiente para justificar o desenvolvimento naquele momento.</p>
Recursos Contingentes	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento, não consideradas atualmente como sendo comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.	<p>Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, cuja recuperação comercial dependa de tecnologia em desenvolvimento, cuja avaliação da acumulação seja insuficiente para avaliar claramente a comercialidade, para os quais o plano de desenvolvimento ainda não tiver sido aprovado, ou ainda, para os quais possa haver questões de aceitação regulatória ou social.</p> <p>Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pelo status econômico.</p>
Desenvolvimento Pendente	Uma acumulação descoberta para as quais as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.	<p>O projeto é visto como tendo um potencial razoável para um eventual desenvolvimento comercial, na medida em que a aquisição de dados adicionais (por exemplo, perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estão atualmente em andamento com o objetivo de confirmar que o projeto é comercialmente viável e fornecer a base para a seleção de um plano de desenvolvimento apropriado. As contingências críticas foram identificadas e é razoável esperar que sejam resolvidas dentro de um prazo razoável. Observe que resultados decepcionantes de análise/avaliação poderiam levar a uma reclassificação do projeto para o status Em Espera ou Não Viável.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder à aquisição de mais dados e/ou estudos destinados a levar o projeto a um nível de maturidade técnica e comercial no qual possa ser tomada a decisão de prosseguir com o desenvolvimento e a produção.</p>
Desenvolvimento em Espera	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão em espera e/ou cuja justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.	<p>O projeto é considerado como tendo potencial de desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de tal forma que não haja mais uma chance provável de que uma contingência crítica possa ser solucionada em um futuro previsível, poderia levar a uma reclassificação do projeto para o status Não Viável.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder a uma avaliação adicional destinada a esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial ou para suspender ou atrasar temporariamente outras atividades até a resolução de contingências externas.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Desenvolvimento Não Clarificado	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão sob avaliação e a justificativa como um desenvolvimento comercial é desconhecida com base nas informações disponíveis.	O projeto é considerado como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial, mas outras atividades de análise/avaliação estão em andamento para esclarecer o potencial para um possível desenvolvimento comercial. Essa subclasse requer uma análise ou avaliação ativa e não deve ser mantida sem um plano para avaliação futura. A subclasse deve refletir as ações necessárias para levar um projeto em direção à maturação comercial e à produção econômica.
Desenvolvimento Não Viável	Uma acumulação descoberta para a qual não há planos atuais para desenvolver ou adquirir dados adicionais no momento, devido ao potencial de produção limitado.	O projeto não é visto como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial no momento do relatório, mas as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas para que a possível oportunidade seja reconhecida no caso de uma grande mudança na tecnologia ou nas condições comerciais. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de não realizar mais aquisições de dados ou estudos sobre o projeto durante o futuro próximo.
Recursos Prospectivos	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas.	As possíveis acumulações são avaliadas de acordo com a chance de descoberta geológica e, supondo-se uma descoberta, as quantidades estimadas que seriam recuperáveis sob projetos de desenvolvimento definidos. Reconhece-se que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos detalhados e dependerão mais dos desenvolvimentos análogos nas fases anteriores de exploração.
Prospecto	Um projeto associado a uma possível acumulação que é suficientemente bem definida para representar um alvo de perfuração viável.	As atividades do projeto se concentram em avaliar a chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de possíveis quantidades recuperáveis sob um programa de desenvolvimento comercial.
Lead	Um projeto associado a uma possível acumulação que atualmente está mal definida e requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para ser classificado como um Prospecto.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a confirmar se o Lead pode ou não ser amadurecido para se transformar em um Prospecto. Essa avaliação inclui a avaliação da chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível em cenários de desenvolvimento viáveis.
Play	Um projeto associado a uma tendência futura de possíveis prospectos, mas que requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para definir Leads ou Prospectos específicos.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a definir Leads ou Prospectos específicos para uma análise mais detalhada de suas chances de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível sob cenários de desenvolvimento hipotéticos.

Tabela 2—Definições e diretrizes do status das reservas

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Reservas	Quantidades esperadas a serem recuperadas dos poços e instalações existentes.	As reservas são consideradas desenvolvidas somente após a instalação do equipamento necessário, ou quando os custos para fazê-lo são relativamente menores em comparação com o custo de um poço. Quando as instalações necessárias não estiverem disponíveis, poderá ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas podem ser ainda subclassificadas como Produzindo ou Não produzindo.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Reservas	Quantidades esperadas a serem recuperadas a partir de intervalos de conclusão que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa.	Reservas de recuperação melhoradas são consideradas como produzindo somente depois que o projeto de recuperação melhorado estiver em operação.
Reservas desenvolvidas não produzindo	Reservas de intervalos fechados e behind pipe.	<p>Espera-se que as Reservas com intervalos fechados sejam recuperadas a partir de (1) intervalos de conclusão que estejam abertos no momento da estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir, (2) poços que estavam fechados devido a condições de mercado ou conexões de gasodutos, ou (3) poços sem capacidade de produção por razões mecânicas. Espera-se que as Reservas behind pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que exigirão trabalho adicional de conclusão ou futura re-conclusão antes do início da produção com custos menores para acessar essas reservas.</p> <p>Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com gastos relativamente baixos em comparação com o custo de perfuração de um novo poço.</p>
Reservas não desenvolvidas	Quantidades que deverão ser recuperadas por meio de futuros investimentos significativos.	Reservas não desenvolvidas devem ser produzidas (1) a partir de novos poços em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) a partir do aprofundamento de poços existentes para um reservatório diferente (mas conhecido), (3) a partir de poços de enchimento que irão aumentar a recuperação, ou (4) quando um gasto relativamente grande (por exemplo, quando comparado ao custo de perfuração de um novo poço) for necessário para (a) concluir novamente um poço existente ou (b) implantar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primários ou melhorados.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Tabela 3—Definições e diretrizes sobre categorias de reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provasdas	As quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais definidas.	<p>Se forem utilizados métodos determinísticos, o termo "certeza razoável" se destina a expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem utilizados métodos determinísticos, deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa.</p> <p>A área do reservatório considerada como Provasda inclui (1) a área delimitada por perfuração e definida por contatos de fluidos, se houver, e (2) porções adjacentes não perfuradas do reservatório que podem ser razoavelmente julgadas como contínuas com ele e comercialmente produtivas com base nos dados disponíveis de geociência e engenharia.</p> <p>Na ausência de dados sobre contatos de fluidos, as quantidades Provasdas em um reservatório são limitadas pelo LKH, como visto em uma penetração de poço, a menos que indicado de outra forma por dados definitivos de geociência, engenharia ou desempenho. Tais informações definitivas podem incluir análise do gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos por si só podem não ser suficientes para definir contatos de fluidos para reservas Provasdas.</p> <p>Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provasdas, desde que:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. Os locais estejam em áreas não perfuradas do reservatório que possam ser julgadas com razoável certeza como sendo comercialmente maduras e economicamente produtivas. B. As interpretações dos dados de geociência e engenharia disponíveis indiquem com razoável certeza que a formação objetiva é lateralmente contínua com locais perfurados Provasdos. <p>Para Reservas Provasdas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deve ser definida com base em uma série de possibilidades suportadas por análogos e no julgamento sólido de engenharia, considerando as características da área Provasda e o programa de desenvolvimento aplicado.</p>
Reservas Prováveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provasdas, mas mais seguras de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.	<p>É igualmente provável que as quantidades reais restantes recuperadas sejam maiores ou menores do que a soma das Reservas Provasdas mais Prováveis (2P) estimadas. Nesse contexto, se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 50% de probabilidade de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 2P.</p> <p>Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provasda em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. A continuidade interpretada do reservatório pode não atender aos critérios de certeza razoável.</p> <p>As estimativas prováveis também incluem recuperações incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provasda.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.	<p>As quantidades totais recuperadas do projeto têm uma probabilidade baixa de exceder a soma das reservas Provadas mais as Prováveis e as Possíveis (3P), o que equivale ao cenário de estimativa otimista. Se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 3P.</p> <p>Reservas Possíveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provável em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. Frequentemente, isso pode ocorrer em áreas onde os dados de geociência e engenharia são incapazes de definir claramente a área e os limites verticais de produção econômica do reservatório por um projeto definido e comercialmente maduro.</p> <p>As estimativas possíveis também incluem quantidades incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provável.</p>
Reservas Prováveis e Possíveis	Consulte acima os critérios distintos para Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	<p>As estimativas 2P e 3P podem se basear em interpretações técnicas alternativas razoáveis dentro do reservatório e/ou do projeto sujeito que estejam claramente documentadas, incluindo comparações com resultados em projetos similares bem-sucedidos.</p> <p>Em acumulações convencionais, Reservas Prováveis e/ou Reservas Possíveis podem ser designadas quando os dados de geociência e engenharia identificarem porções diretamente adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação que podem ser separadas de áreas Provadas por falhas menores ou outras descontinuidades geológicas e que não tenham sido penetradas por um poço de água, mas sejam interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente superiores à área Provada. Reservas Possíveis (e, em alguns casos, Prováveis) podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente mais baixas do que a área adjacente Provada ou 2P.</p> <p>Deve-se ter cuidado ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas maiores e potencialmente seladoras até que esse reservatório seja penetrado e avaliado como comercialmente maduro e economicamente produtivo. A justificativa para a atribuição de Reservas em tais casos deve ser claramente documentada. As Reservas não devem ser atribuídas a áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida por um reservatório não produtivo (ou seja, ausência de reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos de testes); tais áreas podem conter Recursos Prospectivos.</p> <p>Nas acumulações convencionais, quando a perfuração tiver definido a maior elevação conhecida de petróleo e existir o potencial para um tampão de combustível associado, as Reservas Provadas de petróleo só devem ser atribuídas nas porções estruturalmente mais altas do reservatório se houver certeza razoável de que tais porções estão inicialmente acima da pressão do ponto de bolha, com base em análises de engenharia documentadas. As porções do reservatório que não satisfaçam essa certeza podem ser designadas como Prováveis e Possíveis de petróleo e/ou gás com base nas propriedades do fluido do reservatório e interpretações do gradiente de pressão.</p>

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA POTIGUAR E&P S.A.

RESERVAS PROVAIDAS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS LÍQUIDAS		PREÇOS MÉDIOS		RECEITA BRUTA AJUSTADA		TOTAL M\$	
	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	ÓLEO M\$	LGN M\$		GÁS M\$
31-12-2021	3.037,8	0,0	2.409,6	0,0	48,81	0,0	163.488,8	0,0	7.153,0	170.641,8
31-12-2022	3.562,5	0,0	2.748,7	0,0	45,33	0,0	172.905,4	0,0	8.412,2	181.317,6
31-12-2023	3.918,6	0,0	3.010,5	0,0	40,97	0,0	175.951,7	0,0	8.737,9	184.689,6
31-12-2024	3.737,1	0,0	2.948,1	0,0	40,87	0,0	174.211,9	0,0	9.349,5	183.561,4
31-12-2025	2.615,7	0,0	2.032,2	0,0	40,94	0,0	119.422,3	0,0	5.800,5	125.222,8
31-12-2026	1.106,7	0,0	738,9	0,0	43,19	0,0	42.002,0	0,0	439,3	42.441,2
31-12-2027	879,7	0,0	593,3	0,0	42,99	0,0	33.814,1	0,0	390,5	34.204,6
31-12-2028	684,0	0,0	464,2	0,0	42,86	0,0	28.490,6	0,0	314,9	28.805,5
31-12-2029	541,1	0,0	369,7	0,0	42,73	0,0	21.122,5	0,0	257,7	21.380,2
31-12-2030	426,3	0,0	292,0	0,0	42,67	0,0	16.694,5	0,0	160,4	16.854,9
31-12-2031	345,3	0,0	238,2	0,0	42,54	0,0	13.637,6	0,0	130,9	13.768,6
31-12-2032	281,5	0,0	195,3	0,0	42,42	0,0	11.202,8	0,0	108,1	11.310,9
31-12-2033	194,1	0,0	135,2	0,0	42,34	0,0	7.762,5	0,0	75,2	7.837,7
31-12-2034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0
SUBTOTAL	21.330,2	0,0	16.176,0	0,0	43,21	0,0	978.706,7	0,0	41.330,2	1.020.036,9
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0
TOTAL	21.330,2	0,0	16.176,0	0,0	43,21	0,0	978.706,7	0,0	41.330,2	1.020.036,9
PROD CUM	128.563,9	0,0	190.920,7	0,0	15.955,7	0,0	1.647	0,0	0,0	1.647
FINAL	149.894,1	0,0	211.222,2	0,0	15.955,7	0,0	1.647	0,0	0,0	1.647

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS BRUTA	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		CUSTO DE ABANDONO		SEM DESCONTO		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL	
		RECEITA IMPOSTOS M\$	CUSTO COM ROYALTY M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	TERMINO DO M\$	CUM M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$
31-12-2021	381,3	35.276,2	13.206,2	15.899,0	921,6	28.526,7	76.812,1	73.071,1	8,000	8,000	356.989,5
31-12-2022	438	36.500,6	14.875,6	20.111,7	931,5	29.907,2	78.991,1	155.803,2	12,000	12,000	323.583,6
31-12-2023	446	39.702,7	16.093,8	18.693,1	37,6	30.848,2	79.314,4	235.117,6	15,000	15,000	302.201,9
31-12-2024	456	41.562,7	15.607,3	8.952,3	224,0	31.418,3	85.796,8	320.914,4	20,000	20,000	272.065,8
31-12-2025	451	27.620,9	10.733,2	1.174,1	214,1	26.265,9	59.214,6	380.129,0	25,000	25,000	247.320,7
31-12-2026	93	6.241,2	3.987,3	1.831,4	204,1	8.658,5	21.318,6	401.447,6	30,000	30,000	226.709,6
31-12-2027	71,9	5.244,3	3.190,2	0,0	1,5	8.554,9	17.213,7	418.661,4	40,000	40,000	194.500,2
31-12-2028	69,9	4.206,3	2.489,8	0,0	7,6	8.257,8	11.844,0	430.505,4	60,000	60,000	152.359,7
31-12-2029	88,2	3.433,9	1.977,4	0,0	12,4	8.060,5	7.896,1	438.041,5	80,000	80,000	126.372,6
31-12-2030	80	2.730,2	1.556,0	0,0	12,4	7.548,7	5.007,6	443.409,1	100,000	100,000	108.911,4
31-12-2031	77	2.283,0	1.265,4	0,0	89,1	7.350,5	446.189,6	339.104,6			
31-12-2032	75	1.914,9	1.035,3	0,0	267,2	6.836,9	1.256,6	447.446,2			
31-12-2033	68	1.345,6	715,4	0,0	276,4	5.419,2	81,1	447.527,3			
31-12-2034	0	0,0	0,0	0,0	193,4	0,0	-193,4	447.333,9			
SUBTOTAL		208.062,5	86.732,9	66.661,5	3.392,7	207.853,4	447.333,9	447.333,9			339.512,0
RESTANTE		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	447.333,9			339.512,0
TOTAL DE 12,8 ANOS		208.062,5	86.732,9	66.661,5	3.392,7	207.853,4	447.333,9	447.333,9			339.512,0

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO POTIGUAR

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA POTIGUAR E&P S.A.

RESERVAS PROVAS DESENVOLVIDAS EM PRODUÇÃO

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS LÍQUIDAS		PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA AJUSTADA				TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS MMCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	TOTAL M\$	
31-12-2021	2.286,8	0,0	1.858,0	0,0	50,23	0,0	1.846,3	130.440,3	0,0	4.921,3	135.361,6	
31-12-2022	1.858,1	0,0	1.507,9	0,0	47,22	0,0	1.520,7	100.408,2	0,0	3.964,7	104.372,9	
31-12-2023	1.591,5	0,0	1.296,8	0,0	38,35	0,0	1.310,7	75.960,5	0,0	3.378,9	79.339,4	
31-12-2024	1.395,6	0,0	1.143,2	0,0	40,29	0,0	1.154,6	66.075,1	0,0	2.965,1	71.040,2	
31-12-2025	955,0	0,0	768,2	0,0	40,41	0,0	723,8	45.430,6	0,0	1.847,5	47.278,1	
31-12-2026	314,5	0,0	211,6	0,0	42,98	0,0	75,4	12.006,1	0,0	172,9	12.179,0	
31-12-2027	267,0	0,0	181,0	0,0	42,86	0,0	65,6	10.276,1	0,0	151,3	10.427,5	
31-12-2028	228,7	0,0	155,8	0,0	42,75	0,0	57,4	8.855,2	0,0	133,0	8.988,2	
31-12-2029	197,3	0,0	135,2	0,0	42,63	0,0	50,4	7.693,1	0,0	117,4	7.810,5	
31-12-2030	167,9	0,0	115,2	0,0	42,60	0,0	30,0	6.552,0	0,0	66,7	6.618,7	
31-12-2031	146,3	0,0	100,8	0,0	42,50	0,0	26,3	5.741,9	0,0	58,8	5.800,7	
31-12-2032	127,4	0,0	87,9	0,0	42,45	0,0	23,2	5.011,5	0,0	52,2	5.063,8	
31-12-2033	93,4	0,0	64,5	0,0	42,42	0,0	17,3	3.678,3	0,0	39,2	3.717,4	
31-12-2034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	
SUBTOTAL	9.629,4	0,0	7.626,1	0,0	44,27	0,0	6.901,7	480.128,8	0,0	17.869,0	497.997,9	
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	9.629,4	0,0	7.626,1	0,0	44,27	0,0	6.901,7	480.128,8	0,0	17.869,0	497.997,9	
PROD CUM	61.948,8	0,0	77.249,3	0,0								
FINAL	71.578,3	0,0	86.051,2	0,0								

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		CUSTO DE ABANDONO		DESPESA OPERACIONAL		SEM DESCONTO		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL	
	RECEITA IMPOSTOS M\$	CUSTO COM ROYALTY M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	TERMINO DO M\$	CUM M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$	TOTAL M\$	
31-12-2021	28.888,6	10.019,4	0,0	918,3	26.802,1	68.733,1	68.733,1	65.777,2	8,000	155.982,1		
31-12-2022	22.742,4	7.914,3	0,0	928,2	25.674,2	47.113,8	115.846,9	106.781,0	12,000	148.314,9		
31-12-2023	19.447,7	6.716,1	0,0	37,6	24.725,1	28.412,9	144.259,8	129.210,1	15,000	142.982,3		
31-12-2024	17.215,2	5.881,6	0,0	224,0	24.333,9	23.395,5	167.655,3	146.014,9	20,000	134.877,7		
31-12-2025	11.104,3	3.957,8	0,0	214,1	20.954,9	11.047,1	178.702,4	155.389,2	25,000	127.683,2		
31-12-2026	1.819,0	1.141,1	0,0	204,1	6.915,2	2.099,5	180.802,0	154.644,4	30,000	121.296,9		
31-12-2027	1.590,2	973,4	0,0	1,5	6.793,2	1.069,2	181.871,2	155.224,8	40,000	110.542,3		
31-12-2028	1.397,2	836,1	0,0	7,6	6.703,9	43,3	181.914,4	155.249,8	60,000	94.841,5		
31-12-2029	1.239,6	723,8	0,0	12,4	6.637,2	-802,5	181.111,9	154.895,6	80,000	84.035,1		
31-12-2030	1.050,1	613,2	0,0	12,4	6.368,6	-1.425,5	179.686,4	154.321,3	100,000	76.165,4		
31-12-2031	938,8	535,4	0,0	89,1	6.256,5	-2.019,1	177.667,2	153.581,8				
31-12-2032	827,8	466,5	0,0	269,2	5.846,4	-2.344,1	175.323,1	152.803,1				
31-12-2033	611,0	342,1	0,0	276,4	4.729,9	-2.241,9	173.081,2	152.121,2				
31-12-2034	0,0	0,0	0,0	193,4	0,0	-193,4	172.887,7	152.070,1				
SUBTOTAL	108.871,9	40.120,8	0,0	3.386,2	172.731,3	172.887,7	172.887,7	152.070,1				
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172.887,7	152.070,1				
TOTAL DE 12,8 ANOS	108.871,9	40.120,8	0,0	3.386,2	172.731,3	172.887,7	172.887,7	152.070,1				

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições. COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO POTIGUAR

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA POTIGUAR E&P S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS A PRODUZIR

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA AJUSTADA			TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	
31-12-2021	242,9	0,0	969,4	211,5	0,0	791,0	41,38	0,0	1,696	13.306,3	0,0	2.136,2	15.442,5
31-12-2022	512,7	0,0	1.850,5	448,6	0,0	1.505,3	40,20	0,0	1,657	27.513,0	0,0	3.971,4	31.484,4
31-12-2023	643,3	0,0	1.918,1	565,8	0,0	1.561,1	39,63	0,0	1,638	34.340,9	0,0	4.071,1	38.412,0
31-12-2024	690,8	0,0	2.149,1	608,9	0,0	1.750,7	39,38	0,0	1,630	36.780,0	0,0	4.544,3	41.324,3
31-12-2025	443,4	0,0	1.304,8	389,4	0,0	1.060,6	39,31	0,0	1,625	23.424,6	0,0	2.746,8	26.171,4
31-12-2026	50,2	0,0	23,7	40,0	0,0	13,5	40,81	0,0	1,624	2.335,6	0,0	38,8	2.374,4
31-12-2027	44,9	0,0	21,2	35,8	0,0	12,1	40,77	0,0	1,624	2.090,9	0,0	34,7	2.125,6
31-12-2028	40,2	0,0	19,0	32,1	0,0	10,8	40,73	0,0	1,623	1.877,4	0,0	31,1	1.908,4
31-12-2029	36,1	0,0	17,1	28,9	0,0	9,7	40,69	0,0	1,623	1.686,5	0,0	27,8	1.714,3
31-12-2030	29,0	0,0	6,9	23,0	0,0	3,1	40,88	0,0	1,623	1.335,6	0,0	9,4	1.345,0
31-12-2031	26,2	0,0	6,3	20,8	0,0	2,8	40,85	0,0	1,623	1.209,8	0,0	8,5	1.218,3
31-12-2032	23,7	0,0	5,8	18,8	0,0	2,5	40,82	0,0	1,623	1.097,8	0,0	7,7	1.105,5
31-10-2033	17,4	0,0	4,4	13,8	0,0	1,9	40,88	0,0	1,623	801,8	0,0	5,9	807,6
SUBTOTAL	2.801,0	0,0	8.296,5	2.437,3	0,0	6.725,3	39,87	0,0	1,645	147.800,1	0,0	17.633,7	165.433,8
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	2.801,0	0,0	8.296,5	2.437,3	0,0	6.725,3	39,87	0,0	1,645	147.800,1	0,0	17.633,7	165.433,8
PROD CUM	66.615,1	0,0	113.671,4										
FINAL	69.416,0	0,0	121.967,8										

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS		DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS			RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL		
	BRUTA	LÍQUIDO	RECEITA IMPOSTOS M\$	CUSTO COM ROYALTY M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	SEM DESCONTO M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$
31-12-2021	36	35,7	4.094,5	1.256,9	7.581,6	3,3	884,9	1.621,4	1.428,0	8,000	58.509,6
31-12-2022	68	67,7	8.409,8	2.548,6	4.662,6	3,3	2.233,6	15.248,0	13.197,9	12,000	52.173,3
31-12-2023	89	88,7	10.331,1	3.100,5	3.276,4	0,0	3.291,5	18.412,5	27.727,8	15,000	48.101,8
31-12-2024	96	95,7	11.157,3	3.335,5	1.839,7	0,0	4.173,5	20.818,2	42.640,2	20,000	42.340,7
31-12-2025	96	95,7	7.022,3	2.117,7	20,2	0,0	2.922,0	14.089,2	68.568,0	25,000	37.591,0
31-12-2026	9	8,7	514,4	205,8	304,7	0,0	300,6	1.349,5	69.917,4	30,000	33.623,8
31-12-2027	9	8,7	462,4	184,0	0,0	0,0	297,1	1.178,6	71.096,0	40,000	27.415,2
31-12-2028	9	8,7	416,8	165,1	0,0	0,0	291,5	1.029,5	72.125,5	60,000	19.330,6
31-12-2029	9	8,7	375,8	148,1	0,0	0,0	291,5	898,9	73.024,4	80,000	14.434,7
31-12-2030	5	4,7	284,5	117,1	0,0	0,0	173,2	770,2	73.794,6	100,000	11.232,1
31-12-2031	5	4,7	259,0	105,9	0,0	0,0	170,9	682,5	74.477,1		
31-12-2032	5	4,7	236,1	96,0	0,0	0,0	168,9	604,5	75.081,5		
31-10-2033	4	3,7	171,1	70,3	0,0	0,0	114,8	451,4	75.533,0		
SUBTOTAL	43.735,1	43.735,1	43.735,1	13.451,5	17.380,5	6,5	15.327,1	75.533,0	55.198,1		
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75.533,0		
TOTAL DE 12,8 ANOS	43.735,1	43.735,1	43.735,1	13.451,5	17.380,5	6,5	15.327,1	75.533,0	55.198,1		

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições. COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO POTIGUAR

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA POTIGUAR E&P S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS LÍQUIDAS		PREÇOS MÉDIOS				RECEITA BRUTA AJUSTADA				TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO \$/BBL	GÁS MMCF	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	TOTAL M\$	
31-12-2021	508,0	0,0	340,2	0,0	45,70	40,3	45,70	0,0	19.742,2	0,0	95,5	19.837,8	
31-12-2022	1.191,7	0,0	792,3	0,0	44,65	194,2	44,65	0,0	44.984,2	0,0	476,1	45.460,3	
31-12-2023	1.683,8	0,0	1.148,0	0,0	43,47	512,9	43,47	0,0	65.650,3	0,0	1.288,0	66.938,3	
31-12-2024	1.650,8	0,0	1.196,0	0,0	42,17	723,2	42,17	0,0	69.356,8	0,0	1.840,1	71.196,9	
31-12-2025	1.217,3	0,0	874,6	0,0	42,13	475,9	42,13	0,0	50.567,1	0,0	1.206,2	51.773,3	
31-12-2026	742,0	0,0	487,2	0,0	43,48	96,3	43,48	0,0	27.660,4	0,0	227,5	27.887,9	
31-12-2027	567,8	0,0	376,5	0,0	43,27	85,2	43,27	0,0	21.447,1	0,0	204,5	21.651,6	
31-12-2028	415,1	0,0	276,3	0,0	43,17	62,6	43,17	0,0	15.758,1	0,0	150,8	15.908,9	
31-12-2029	307,7	0,0	205,6	0,0	43,08	46,4	43,08	0,0	11.743,0	0,0	112,4	11.855,4	
31-12-2030	229,3	0,0	153,9	0,0	42,98	34,5	42,98	0,0	8.806,9	0,0	84,3	8.891,1	
31-12-2031	172,8	0,0	116,6	0,0	42,88	25,9	42,88	0,0	6.685,9	0,0	63,6	6.749,5	
31-12-2032	130,4	0,0	88,6	0,0	42,74	19,4	42,74	0,0	5.093,4	0,0	48,2	5.141,6	
31-10-2033	83,3	0,0	56,9	0,0	42,62	12,0	42,62	0,0	3.282,5	0,0	30,1	3.312,6	
SUBTOTAL	8.899,8	0,0	6.112,6	0,0	43,22	2.328,7	43,22	0,0	350.777,8	0,0	5.827,5	356.605,3	
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	8.899,8	0,0	6.112,6	0,0	43,22	2.328,7	43,22	0,0	350.777,8	0,0	5.827,5	356.605,3	
PROD CUM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
FINAL	8.899,8	0,0	6.112,6	0,0	43,22	2.328,7	43,22	0,0	350.777,8	0,0	5.827,5	356.605,3	

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS BRUTA	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS			RECEITA LÍQUIDA FUTURA			DESC DE 10% CUM M\$	PERFIL DE VALOR ATUAL TAXA DE DESC %
		RECEITA IMPOSTOS M\$	CUSTO COM ROYALTY M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	SEM DESCONTO TERMINO DO M\$	CUM M\$		
31-12-2021	16	2.293,1	1.929,9	8.317,4	839,7	6.457,6	6.457,6	5.866,0	8,000
31-12-2022	34	5.348,4	4.412,7	15.449,1	1.999,5	18.250,6	24.708,3	21.689,7	12,000
31-12-2023	52	9.923,9	6.277,3	15.416,7	2.831,5	32.488,9	57.197,2	47.289,2	15,000
31-12-2024	60	13.190,2	6.390,3	7.112,5	2.920,9	41.583,1	98.780,3	77.073,6	20,000
31-12-2025	61	9.494,3	4.657,8	1.153,8	2.389,0	34.078,3	132.858,6	99.415,3	25,000
31-12-2026	40	3.907,8	2.640,4	1.831,4	1.638,6	17.869,6	150.728,2	110.007,1	30,000
31-12-2027	40	3.191,7	2.032,8	0,0	1.461,1	14.966,0	165.694,2	118.086,0	40,000
31-12-2028	40	2.392,3	1.488,6	0,0	1.286,8	10.771,3	176.465,5	123.371,6	60,000
31-12-2029	38	1.818,5	1.105,5	0,0	1.131,7	7.799,7	184.265,2	126.851,0	80,000
31-12-2030	37	1.395,6	825,7	0,0	1.006,9	5.663,0	189.928,1	129.147,5	100,000
31-12-2031	36	1.085,2	624,0	0,0	923,1	4.117,2	194.045,3	130.665,4	
31-12-2032	34	851,0	472,8	0,0	821,6	2.996,3	197.041,6	131.669,5	
31-10-2033	30	563,5	303,0	0,0	574,6	1.871,6	198.913,2	132.243,8	
SUBTOTAL		55.455,5	33.160,6	49.281,0	19.795,0	198.913,2	198.913,2	132.243,8	
RESTANTE		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL DE 12,8 ANOS		55.455,5	33.160,6	49.281,0	19.795,0	198.913,2	198.913,2	132.243,8	

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições. COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO POTIGUAR

INTERESSE DA POTIGUAR E&P S.A.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

RESERVAS PROVÁVEIS

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA AJUSTADA			TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	
31-12-2021	123,4	0,0	200,4	97,1	0,0	157,6	42,37	0,0	1,694	6.037,4	0,0	426,7	6.464,0
31-12-2022	292,6	0,0	515,9	218,9	0,0	405,5	42,09	0,0	1,656	13.201,0	0,0	1.070,2	14.271,2
31-12-2023	344,2	0,0	681,1	271,4	0,0	546,2	40,82	0,0	1,638	16.241,5	0,0	1.419,2	17.660,7
31-12-2024	420,7	0,0	664,4	322,0	0,0	529,7	40,93	0,0	1,630	19.081,6	0,0	1.366,9	20.448,5
31-12-2025	707,3	0,0	465,1	488,8	0,0	355,5	42,67	0,0	1,625	28.006,0	0,0	901,2	28.907,2
31-12-2026	1.394,0	0,0	168,8	907,6	0,0	93,1	44,05	0,0	1,624	50.290,6	0,0	199,7	50.490,3
31-12-2027	1.213,6	0,0	148,3	798,0	0,0	78,2	43,86	0,0	1,624	44.330,7	0,0	172,4	44.503,1
31-12-2028	1.074,7	0,0	135,1	713,0	0,0	67,4	43,65	0,0	1,623	39.766,1	0,0	153,5	39.919,6
31-12-2029	766,1	0,0	98,6	509,2	0,0	48,2	43,58	0,0	1,623	28.448,9	0,0	111,1	28.560,0
31-12-2030	557,0	0,0	73,3	371,3	0,0	35,0	43,50	0,0	1,623	20.793,3	0,0	81,9	20.875,2
31-12-2031	411,1	0,0	54,7	275,2	0,0	25,7	43,40	0,0	1,623	15.447,5	0,0	60,7	15.508,2
31-12-2032	308,2	0,0	41,7	207,6	0,0	19,0	43,27	0,0	1,623	11.685,5	0,0	45,8	11.731,3
31-12-2033	238,8	0,0	33,1	163,2	0,0	14,1	43,00	0,0	1,623	9.236,5	0,0	35,6	9.272,1
31-12-2034	175,0	0,0	25,5	124,7	0,0	8,9	42,29	0,0	1,623	7.145,4	0,0	26,1	7.171,5
SUBTOTAL	8.026,6	0,0	3.305,9	5.468,1	0,0	2.384,1	43,18	0,0	1,639	309.711,9	0,0	6.071,0	315.783,0
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	8.026,6	0,0	3.305,9	5.468,1	0,0	2.384,1	43,18	0,0	1,639	309.711,9	0,0	6.071,0	315.783,0
PROD CUM	13,6	0,0	1.441,5										
FINAL	8.040,2	0,0	4.747,4										

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS BRUTA	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS			RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL	
		RECEITA IMPOSTOS M\$	CUSTO COM ROYALTY M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	SEM DESCONTO TERMINO DO M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$
31-12-2021	26	1.540,3	543,0	5.269,5	473,6	-1.362,3	-1.362,3	8,000	106.712,9
31-12-2022	49	3.167,8	1.217,4	2.858,8	1.350,5	5.676,7	4.314,4	12,000	84.576,9
31-12-2023	63	4.221,3	1.463,7	1.742,8	1.912,7	8.320,2	12.634,6	15,000	71.777,0
31-12-2024	81	4.682,6	1.722,6	3.653,0	2.483,1	7.907,2	20.541,7	20,000	55.576,2
31-12-2025	99	4.830,0	2.644,0	5.645,8	2.515,6	13.271,8	33.813,6	25,000	43.895,9
31-12-2026	37	5.396,1	4.963,1	4.486,4	2.465,7	33.179,0	66.992,5	30,000	35.286,6
31-12-2027	48	5.030,5	4.345,3	5.738,0	2.397,2	26.982,0	93.984,6	40,000	23.857,8
31-12-2028	52	4.818,9	3.865,0	1.644,8	2.382,3	27.208,6	121.193,2	60,000	12.543,4
31-12-2029	52	3.537,7	2.755,5	0,0	2.034,1	20.232,7	141.425,9	80,000	7.514,6
31-12-2030	52	2.661,0	2.006,0	0,0	1.777,3	14.430,8	155.856,7	100,000	4.906,4
31-12-2031	52	2.040,8	1.483,4	0,0	1.562,9	10.421,2	166.277,9		
31-12-2032	50	1.602,3	1.115,8	0,0	1.423,5	7.589,6	173.867,5		
31-12-2033	49	1.358,6	872,0	0,0	2.108,6	4.932,8	178.800,3		
31-12-2034	53	1.226,7	655,6	0,0	4.884,6	404,7	179.205,0		
SUBTOTAL		46.114,7	29.652,5	31.039,1	29.771,7	179.205,0	179.205,0		94.808,9
RESTANTE		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	179.205,0		94.808,9
TOTAL DE 13,8 ANOS		46.114,7	29.652,5	31.039,1	29.771,7	179.205,0	179.205,0		94.808,9

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte do relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições. COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO POTIGUAR

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA POTIGUAR E&P S.A.

RESERVAS POSSÍVEIS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA AJUSTADA			TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	
31-12-2021	18,9	0,0	53,3	16,8	0,0	43,6	40,95	0,0	1,696	1,062,8	0,0	117,7	1.180,6
31-12-2022	36,2	0,0	62,4	32,2	0,0	50,8	39,94	0,0	1,657	1,984,8	0,0	134,2	2.119,0
31-12-2023	67,8	0,0	82,7	60,3	0,0	66,5	39,43	0,0	1,638	3,672,2	0,0	174,6	3.846,8
31-12-2024	205,2	0,0	151,5	182,6	0,0	120,7	39,22	0,0	1,630	11,061,2	0,0	316,4	11.377,7
31-12-2025	326,5	0,0	172,6	264,1	0,0	135,9	40,49	0,0	1,625	15,580,6	0,0	350,3	15.930,9
31-12-2026	433,1	0,0	279,0	433,1	0,0	224,4	44,27	0,0	1,624	15,403,9	0,0	59,0	15.463,0
31-12-2027	364,4	0,0	47,9	240,7	0,0	34,7	43,70	0,0	1,624	13,452,8	0,0	52,2	13.505,0
31-12-2028	534,9	0,0	70,8	347,9	0,0	34,7	43,92	0,0	1,623	19,390,9	0,0	77,9	19.468,8
31-12-2029	367,3	0,0	53,3	246,0	0,0	22,3	43,30	0,0	1,623	13,880,1	0,0	55,8	13.935,9
31-12-2030	243,6	0,0	36,8	164,3	0,0	14,6	43,12	0,0	1,623	9,314,8	0,0	37,9	9.352,7
31-12-2031	169,3	0,0	26,5	115,5	0,0	9,9	42,89	0,0	1,623	6,580,7	0,0	26,8	6.607,5
31-12-2032	122,2	0,0	19,7	84,6	0,0	6,8	42,62	0,0	1,623	4,844,5	0,0	19,6	4.864,1
31-12-2033	90,3	0,0	15,0	63,7	0,0	4,8	42,30	0,0	1,623	3,666,4	0,0	14,6	3.681,0
31-12-2034	58,1	0,0	9,9	41,8	0,0	2,8	41,98	0,0	1,623	2,419,1	0,0	9,5	2.428,5
SUBTOTAL	3.037,6	0,0	853,5	2.139,5	0,0	564,0	42,58	0,0	1,636	122.314,9	0,0	1.446,5	123.761,4
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.037,6	0,0	853,5	2.139,5	0,0	564,0	42,58	0,0	1,636	122.314,9	0,0	1.446,5	123.761,4
PROD CUM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
FINAL	3.037,6	0,0	853,5	2.139,5	0,0	564,0	42,58	0,0	1,636	122.314,9	0,0	1.446,5	123.761,4

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS BRUTA	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS			RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL	
		RECEITA IMPOSTOS M\$	CUSTO COM ROYALTY M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	SEM DESCONTO M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$
31-12-2021	6	323,5	95,0	3.384,0	121,1	-2,743,0	-2,743,0	8,000	38.910,3
31-12-2022	7	579,6	170,2	1.134,6	257,0	-22,4	-2,765,4	12,000	29.828,6
31-12-2023	9	1.051,4	308,8	1.120,2	452,2	914,3	-1,851,1	15,000	24.636,0
31-12-2024	9	3.106,7	912,3	1.042,9	1.042,9	4.777,3	2,926,3	20,000	18.142,3
31-12-2025	13	3.665,9	1.351,8	1.541,4	1.067,8	8.304,1	11,230,3	25,000	13.531,3
31-12-2026	8	1.534,8	1.532,9	1.852,1	688,5	9,854,7	21,085,1	30,000	10.184,0
31-12-2027	10	1.643,9	1.306,3	1.050,3	606,4	8,898,0	29,983,1	40,000	5.840,2
31-12-2028	15	2.236,0	1.897,6	2.253,0	925,4	12,156,9	42,140,0	60,000	1.748,1
31-12-2029	16	1.924,5	1.323,7	711,5	733,9	9,242,3	51,382,2	80,000	86,6
31-12-2030	16	1.361,8	880,8	0,0	591,8	6,518,2	57,900,5	100,000	- 677,9
31-12-2031	16	1.020,4	616,1	0,0	508,3	4,462,8	62,363,3		
31-12-2032	16	798,3	448,5	0,0	456,6	3,160,7	65,524,0		
31-12-2033	16	644,1	335,1	0,0	402,2	2,299,6	67,823,6		
31-12-2034	13	451,0	218,3	0,0	283,7	1,475,5	69,299,1		
SUBTOTAL		20.341,8	11.397,3	14.585,6	8.137,5	69.299,1	69.299,1		
RESTANTE		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69.299,1		
TOTAL DE 13,8 ANOS		20.341,8	11.397,3	14.585,6	8.137,5	69.299,1	69.299,1		

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições. COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO POTIGUAR

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(G) **RELATÓRIO SOBRE RECURSOS CONTIGENTES REFERENTE AO CAMPO MIRANGA,
DATADO DE 22 DE FEVEREIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

22 de fevereiro de 2021

PetroRecôncavo S.A.
Estrada de Vinte Mil, k.m. 3,5
Estação São Roque
48280-000 Mata de São João-BA
Brasil

Prezados(as),

De acordo com sua solicitação, estimamos os recursos contingentes e o fluxo de caixa, em 31 de dezembro de 2020, ao interesse de Aquisição Potencial em descobertas localizadas no Polo Miranga, Brasil. É nosso entendimento que a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) planeja adquirir esse interesse nessas propriedades da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Concluimos nossa avaliação na data desta carta ou próximo a ela. Recursos contingentes são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os recursos mostrados neste relatório são contingentes de aquisição de interesse da Petrobras pela PRSA, e uma parte dos recursos são contingentes da obtenção de uma extensão da concessão. Os custos necessários para resolver essas contingências não foram incluídos neste relatório; as estimativas de fluxo de caixa são baseadas na premissa de que todas as contingências serão resolvidas com sucesso. Se essas contingências forem resolvidas com sucesso, os recursos contingentes estimados neste relatório devem ser reclassificados como reservas; nossas estimativas não foram arriscadas para contabilizar a possibilidade de que as contingências não sejam resolvidas com sucesso. Este relatório foi preparado utilizando parâmetros de preço e custo especificados pela PRSA, conforme discutido nos parágrafos subsequentes desta carta. As estimativas neste relatório foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS) de 2018 aprovado pela Society of Petroleum Engineers (SPE); as definições são apresentadas imediatamente após esta carta.

Conforme apresentado nas projeções resumidas anexas, Tabelas I a III, estimamos que os recursos contingentes líquidos e o fluxo de caixa para ao interesse de Aquisição Potencial dessas propriedades, em 31 de dezembro de 2020, são:

Categoria	Recursos Contingentes Líquidos			Fluxo De Caixa Contingente Líquido (M\$)	
	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás (MMCF)	Total	Com Desconto de 10%
Menor Estimativa (1C)	15.891,3	2.748,6	175.918,7	577.035,8	261.077,0
Melhor Estimativa (2C)	18.983,2	3.326,4	217.971,7	684.392,9	282.394,1
Maior Estimativa (3C)	19.824,7	3.368,6	222.590,9	704.611,6	285.424,5

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru e condensado. Os volumes de óleo e líquidos de gás natural (LGN) são expressos em milhares de barris (MBBL); um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Os volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases padrão de temperatura e pressão. Os valores monetários mostrados neste relatório são expressos em dólares dos Estados Unidos (\$) ou milhares de dólares dos Estados Unidos (M\$).

Os recursos contingentes mostrados neste relatório foram estimados usando métodos determinísticos. Uma vez que todas as contingências tenham sido resolvidas com sucesso, a probabilidade aproximada de que as quantidades de recursos contingentes efetivamente recuperados serão iguais ou superiores aos valores estimados é geralmente inferida como sendo de 90 por cento para a menor estimativa, 50 por cento para a melhor estimativa, e 10 por cento para a maior estimativa. Estimativas de recursos contingentes 1C e 2C foram incluídas para certos locais que geram receitas líquidas futuras positivas, mas têm fluxo de caixa negativo descontado a 10 por cento com base nos parâmetros de preço e custo discutidos nos parágrafos subsequentes desta carta. Esses locais foram incluídos com base na intenção declarada da PRSA de perfurar esses poços, como evidenciado pelo plano de desenvolvimento da PRSA. As estimativas de recursos contingentes aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com o risco de desenvolvimento. Os recursos estão limitados à data de expiração da concessão em agosto de 2025 mais a extensão máxima possível de 27 anos.

A receita bruta ajustada mostrada neste relatório corresponde à participação do proprietário na receita bruta (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções e foi aumentada para contabilizar certos impostos sobre o rendimento da produção reembolsados pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. O fluxo de caixa líquido futuro se dá após as deduções da participação do proprietário desses impostos, royalties, custos de capital, custos de abandono e despesas operacionais, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. O fluxo de caixa contingente líquido teve desconto de uma taxa anual de 10 por cento para indicar o efeito do tempo sobre o valor do dinheiro; o fluxo de caixa contingente, seja descontado ou não, não deve ser interpretado como sendo o valor justo de mercado das propriedades. Este relatório não inclui nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimados recursos contingentes.

Conforme solicitado, este relatório foi preparado utilizando os parâmetros de preços de óleo, LGN e gás especificados pela PRSA. Os preços do óleo e LGN baseiam-se nos preços futuros do petróleo Brent em 31 de dezembro de 2020, e são ajustados quanto à qualidade, taxas de transporte e diferenciais de mercado. Os preços do gás para os campos Jacuípe e Riacho São Pedro baseiam-se no preço de contrato da Bahia Gás de \$4,54 por MMBTU. Para todos os outros campos, os preços do gás são preços de contrato com base nos preços futuros do petróleo Brent até 30 de junho de 2022, seguido por uma combinação desses preços de contrato e um preço de contrato da Bahia Gás de \$4,04 por MMBTU. Todos os preços do gás são ajustados pela conteúdo de energia. Os preços médios ajustados do gás ponderados pela produção durante as vidas restantes das propriedades são \$3.504, \$3.433 e \$3.423 por MCF para os cenários 1C, 2C e 3C, respectivamente. Os preços médios anuais do óleo, antes dos ajustes, são mostrados na tabela a seguir:

<u>Período Terminando</u>	<u>Preço do Óleo/LGN (\$/Barril)</u>	<u>Período Terminando</u>	<u>Preço do Óleo/LGN (\$/Barril)</u>
31-12-2021	51,45	31-12-2026	49,22
31-12-2022	50,17	31-12-2027	49,21
31-12-2023	49,62	31-12-2028	49,19
31-12-2024	49,39	Posteriormente	49,17
31-12-2025	49,26		

Os custos operacionais utilizados neste relatório baseiam-se em orçamentos de despesas operacionais desenvolvidos pela PRSA. Conforme solicitado, os custos operacionais são limitados aos custos diretos de arrendamento e de campo e à estimativa da PRSA da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede necessárias para operar as propriedades. Os custos operacionais foram divididos em custos por bloco, custos por poço e custos por unidade de produção e, conforme solicitado, não são escalados pela inflação.

Os custos de capital utilizados neste relatório foram fornecidos pela PRSA e baseiam-se em seus planos de desenvolvimento futuro e em seu conhecimento de operações similares. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento, e equipamentos de produção. Com base em nosso entendimento sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que nos foi fornecida, e nosso conhecimento de propriedades similares, consideramos razoáveis esses custos de capital. Os custos de abandono utilizados neste relatório são estimativas da PRSA dos custos para abandonar os poços e as instalações de produção, líquidos de qualquer valor residual, e são programados com base no cronograma fornecido pela PRSA. Esses valores anuais líquidos incluem reembolsos de despesas de abandono negociados da Petrobras que resultem em receitas adicionais para a PRSA em determinados anos. Conforme solicitado, os custos de capital e os custos de abandono não são escalados pela inflação.

Para os objetivos deste relatório, não realizamos nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinamos o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigamos possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades; portanto, nossas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades. Além disso, não fizemos nenhuma investigação específica sobre qualquer contrato de transporte firmado que possa estar em vigor para essas propriedades; nossas estimativas de receita futura incluem os efeitos de tais contratos apenas na medida em que as taxas associadas são contabilizadas nas demonstrações contábeis históricas no nível de campo e de arrendamento.

Os recursos mostrados neste relatório são apenas estimativas e não devem ser interpretados como quantidades exatas. As estimativas podem aumentar ou diminuir como resultado das condições de mercado, operações futuras, mudanças nos regulamentos ou no desempenho real do reservatório. Além das principais premissas econômicas aqui discutidas, nossas estimativas baseiam-se em certas suposições, incluindo, sem limitação, que as propriedades serão desenvolvidas de acordo com os planos de desenvolvimento atuais, conforme nos foi fornecido pela PRSA, que as propriedades serão operadas de forma prudente, que nenhum regulamento ou controle governamental será colocado em prática que tenha impacto na capacidade do proprietário do interesse de recuperar os recursos, e que nossas projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se esses volumes forem recuperados, as receitas e os custos relacionados a eles poderão ser maiores ou menores do que os valores estimados. Devido às políticas governamentais e incertezas de oferta e demanda, as taxas de vendas, preços recebidos e custos incorridos podem variar em relação às premissas feitas durante a preparação deste relatório.

Para os fins deste relatório, utilizamos dados técnicos e econômicos incluindo, sem limitação, registros de poços, mapas geológicos, dados de teste de poços, dados de produção, informações históricas de preço e custo, e interesses de propriedade. Os recursos deste relatório foram estimados usando métodos determinísticos; essas estimativas foram preparadas de acordo com os princípios de engenharia de petróleo e avaliação geralmente aceitos, estabelecidos nas Normas Referentes à Estimativa e Auditoria das Informações sobre Reservas de Petróleo e Gás promulgadas pela SPE (Normas SPE). Utilizamos métodos padrão de engenharia e geociência, ou uma combinação de métodos, incluindo análise de desempenho, análise volumétrica e analogia, que consideramos apropriados e necessários para classificar, categorizar e estimar volumes de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. Esses recursos são para locais não desenvolvidos; tais recursos baseiam-se em estimativas de volumes de reservatório e eficiências de recuperação, juntamente com analogia com propriedades com características geológicas e de reservatório similares. Como em todos os aspectos da avaliação do petróleo e gás, existem incertezas inerentes à interpretação dos dados de engenharia e geociência; portanto, nossas conclusões representam necessariamente apenas um julgamento profissional informado.

Os dados utilizados em nossas estimativas foram obtidos da PRSA, fontes de dados públicas e dos arquivos não confidenciais da Netherland, Sewell & Associates, Inc. e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados em nosso escritório. Não examinamos os direitos contratuais das propriedades nem confirmamos de forma independente o grau ou tipo de interesse real detido. Os responsáveis técnicos

principais pela preparação das estimativas aqui apresentadas atendem aos requisitos de qualificação, independência, objetividade e confidencialidade estabelecidos nas Normas SPE. Somos engenheiros de petróleo, geólogos, geofísicos e petrofísicos independentes; não possuímos interesse nessas propriedades nem somos empregados de forma contingente.

Atenciosamente,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Empresa de Engenharia registrada no Texas F-2699

Por: 
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Presidente e Director Geral

Por: 
Eric J. Stevens, P.E. 102415
Vice Presidente Sênior



Data da assinatura: 22 de fevereiro de 2021

Por: 
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice Presidente



Data da assinatura: 22 de fevereiro de 2021

EJS:KBM

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Este documento contém informações extraídas de definições e diretrizes preparadas pelo Oil and Gas Reserves Committee da Society of Petroleum Engineers (SPE), revisadas e promovidas em conjunto pela SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts e European Association of Geoscientists & Engineers.

Preâmbulo

Os recursos petrolíferos correspondem às quantidades de hidrocarbonetos que ocorrem naturalmente na crosta terrestre ou dentro dela. As avaliações de recursos estimam quantidades em acumulações já conhecidas e ainda a serem descobertas. Elas se concentram nas quantidades que podem ser recuperadas e distribuídas por meio de projetos comerciais. Um sistema de gerenciamento de recursos petrolíferos (da sigla em inglês, PRMS) proporciona uma abordagem consistente para estimar quantidades de petróleo, avaliar projetos e apresentar resultados dentro de uma estrutura de classificação abrangente.

Este PRMS atualizado fornece os princípios fundamentais para a avaliação e classificação das reservas e recursos petrolíferos. Se houver qualquer conflito com diretrizes anteriores da SPE e do PRMS, de treinamentos aprovados ou com as Diretrizes de Aplicação, o PRMS atual deverá prevalecer. Entende-se que essas definições e diretrizes oferecem flexibilidade para que entidades, governos e agências reguladoras adaptem a aplicação a suas necessidades particulares; entretanto, quaisquer modificações nas diretrizes contidas neste documento devem ser claramente identificadas. Os termos “deve(m)” ou “precisa(m)” indicam que uma disposição deste documento é obrigatória para o cumprimento do PRMS, enquanto “recomenda-se” indica uma prática recomendada e “pode(m)” indica que um curso de ação é permissível. As definições e diretrizes contidas neste documento não devem ser interpretadas como uma modificação da interpretação ou aplicação de quaisquer exigências de relatórios regulamentares existentes.

1.0 Princípios básicos e definições

1.0.0.1 Um sistema de classificação dos recursos petrolíferos é um elemento fundamental que fornece uma linguagem comum para comunicar tanto a confiança do status de maturação dos recursos de um projeto quanto a variedade de resultados possíveis para as diversas entidades. O PRMS proporciona transparência ao exigir a avaliação de vários critérios que permitem a classificação e categorização dos recursos de um projeto. Os elementos de avaliação consideram o risco de descoberta geológica e as incertezas técnicas, juntamente com a determinação das possibilidades de um projeto petrolífero atingir o status de maturação comercial.

1.0.0.2 A estimativa técnica das quantidades de recursos petrolíferos envolve a avaliação de quantidades e valores que têm um grau inerente de incerteza. Essas quantidades estão associadas a projetos de exploração, avaliação e desenvolvimento em vários estágios de concepção e implementação. Os aspectos comerciais considerados relacionarão o status de maturidade do projeto (por exemplo, técnico, econômico, regulatório e legal) com a chance de implementação do projeto.

1.0.0.3 O uso de um sistema de classificação consistente melhora as comparações entre projetos, grupos de projetos e portfólios completos de empresas. A aplicação do PRMS deve considerar tanto fatores técnicos quanto comerciais que afetam a viabilidade do projeto, sua vida produtiva e seus fluxos de caixa relacionados.

1.1 Estrutura de classificação dos recursos petrolíferos

1.1.0.1 O petróleo é definido como uma mistura natural constituída de hidrocarbonetos no estado gasoso, líquido ou sólido. O petróleo também pode conter não-hidrocarbonetos, dos quais exemplos comuns são o dióxido de carbono, o nitrogênio, o sulfeto de hidrogênio e o enxofre. Em casos raros, o teor de não-hidrocarbonetos pode ser superior a 50%.

1.1.0.2 O termo *recursos* aqui utilizado destina-se a abranger todas as quantidades de petróleo que ocorrem naturalmente dentro da crosta terrestre, tanto descobertas como não descobertas (sejam recuperáveis ou não recuperáveis), além das quantidades já produzidas. Além disso, inclui todos os tipos de petróleo, quer sejam considerados atualmente como recursos convencionais ou não convencionais.

1.1.0.3 A figura 1.1 representa graficamente o sistema de classificação de recursos do PRMS. O sistema classifica os recursos como descobertos e não descobertos e define as classes de recursos recuperáveis: Produção, Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos, assim como Petróleo Não Recuperável.

1.1.0.4 O eixo horizontal reflete o intervalo de incerteza das quantidades estimadas possivelmente recuperáveis de uma

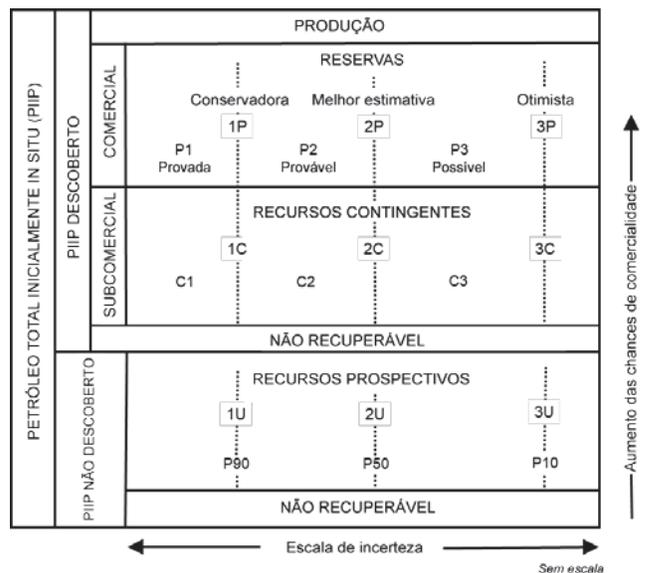


Figura 1.1 – Estrutura de classificação de recursos

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da
Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

acumulação por um projeto, enquanto o eixo vertical representa a probabilidade de comercial, P_c , que é a probabilidade de um projeto estar comprometido com o desenvolvimento e atingir o status de produção comercial.

1.1.0.5 As seguintes definições se aplicam às principais subdivisões dentro da classificação de recursos:

- A. O **Total de Petróleo Inicialmente in Situ (PIIP)** corresponde a todas as quantidades de petróleo que se estima existir originalmente em acumulações naturais, descobertas e não descobertas, antes da produção.
- B. **PIIP descoberto** é a quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida em acumulações conhecidas antes da produção.
- C. **Produção** é a quantidade acumulada de petróleo que foi recuperada em uma determinada data. Embora todos os recursos recuperáveis sejam estimados, e a produção seja medida de acordo com as especificações do produto vendido, as quantidades de produção bruta (somando a quantidade vendida e não vendida) também são medidas e necessárias para dar suporte às análises de engenharia baseadas no esvaziamento do reservatório (ver Seção 3.2, Medição da produção).

1.1.0.6 Vários projetos de desenvolvimento podem ser aplicados a cada acumulação conhecida ou desconhecida, e cada projeto será previsto para recuperar uma porção estimada das quantidades inicialmente no local. Os projetos devem ser subdivididos em comerciais, subcomerciais e não descobertos, com as quantidades recuperáveis estimadas sendo classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos, respectivamente, conforme definido abaixo.

- A. 1. **Reservas** são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas. As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes (a partir da data efetiva da avaliação) com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s).
2. As reservas são recomendadas como quantidades de vendas medidas no ponto de referência. Quando a entidade também reconhecer as quantidades consumidas em operações (CiO) (ver Seção 3.2.2), como Reservas, essas quantidades devem ser registradas separadamente. As quantidades de não-hidrocarbonetos são reconhecidas como Reservas somente quando vendidas juntamente com hidrocarbonetos ou com CiO associadas à produção de petróleo. Se os não-hidrocarbonetos forem separados antes da venda, eles serão excluídos das Reservas.
3. As reservas são ainda categorizadas de acordo com o intervalo de incerteza e devem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção.
- B. **Recursos Contingentes** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes têm uma chance associada de desenvolvimento. Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, ou para os quais a recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou ainda, quando a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente a comercialidade. Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas e devem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou status econômico.
- C. O **PIIP não descoberto** corresponde à quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida nas acumulações ainda a serem descobertas.
- D. **Recursos Prospectivos** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas pela aplicação de futuros projetos de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos têm tanto uma probabilidade associada de descoberta geológica como uma chance de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas recuperáveis, assumindo a descoberta e o desenvolvimento, e podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto.
- E. **Recursos Não Recuperáveis** são a parte do PIIP descoberto ou não descoberto avaliada, a partir de uma determinada data, como não recuperável pelo(s) projeto(s) atualmente definido(s). Uma parte dessas quantidades pode se tornar recuperável no futuro à medida que as circunstâncias comerciais mudem, que a tecnologia seja desenvolvida ou que dados adicionais sejam adquiridos. A parte restante pode nunca ser recuperada devido a restrições físicas/químicas representadas pela interação na subsuperfície de fluidos e rochas do reservatório.

1.1.0.7 A soma de Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos pode ser referida como “recursos recuperáveis remanescentes”. É importante ressaltar que essas quantidades não devem ser agregadas sem a devida consideração do risco técnico e comercial envolvido com sua classificação. Quando tais termos forem utilizados, cada componente de classificação da soma deve ser fornecido.

1.1.0.8 Outros termos utilizados nas avaliações de recursos incluem os seguintes:

- A. **Estimativa de Recuperação Final (EUR)** não é uma categoria ou classe de recursos, mas um termo que pode ser aplicado a uma acumulação ou grupo de acumulações (descobertas ou não descobertas) para definir as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como sendo possivelmente recuperáveis, além das quantidades já produzidas

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

a partir da acumulação ou grupo de acumulações. Para fins de clareza, a EUR deve mencionar as condições técnicas e comerciais associadas para os recursos; por exemplo, a EUR provada inclui as Reservas Provadas e a produção anterior.

- B. **Recursos Tecnicamente Recuperáveis (TRR)** são as quantidades de produtos petrolíferos que utilizam tecnologia e práticas industriais atualmente disponíveis, independentemente de considerações comerciais. Os TRRs podem ser usados para Projetos específicos ou para grupos de Projetos ou podem ser uma estimativa indiferenciada dentro de uma área (muitas vezes em toda a bacia) com potencial de recuperação.

1.2 Avaliações de Recursos Baseados em Projetos

1.2.0.1 O processo de avaliação de recursos consiste em identificar um projeto ou projetos de recuperação associados a uma ou mais acumulações de petróleo, estimar as quantidades de PIIP, estimar a porção das quantidades no local que podem ser recuperadas por cada projeto, e classificar o(s) projeto(s) com base no estado de maturidade ou probabilidade de comercialidade.

1.2.0.2 O conceito de um sistema de classificação baseado em projetos é melhor elucidado examinando os elementos que contribuem para uma avaliação dos recursos líquidos recuperáveis (ver Figura 1.2).

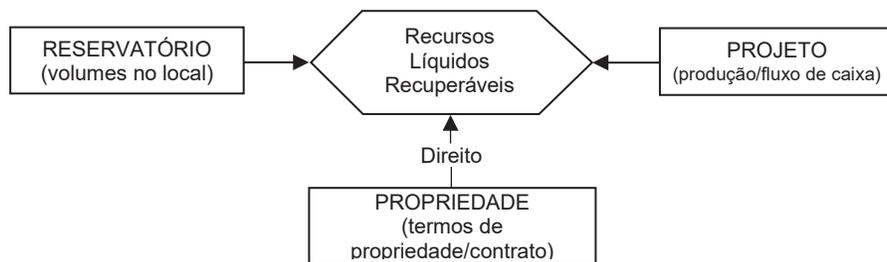


Figura 1.2—Avaliação dos recursos

1.2.0.3 **O reservatório** (contém a acumulação de petróleo): Os principais atributos incluem os tipos e quantidades de PIIP e as propriedades dos fluidos e rochas que afetam a recuperação de petróleo.

1.2.0.4 **O projeto**: Um projeto pode consistir no desenvolvimento de um poço, de um único reservatório ou de um pequeno campo; um desenvolvimento incremental em um campo produtor; ou o desenvolvimento integrado de um campo ou vários campos junto com as instalações de processamento associadas (por exemplo, compressão). Dentro de um projeto, o desenvolvimento de um reservatório específico gera um único cronograma de produção e um fluxo de caixa em cada nível de certeza. A integração desses cronogramas considerados na primeira truncagem do projeto, causada por limites técnicos, econômicos ou contratuais, define os recursos recuperáveis estimados e as projeções de fluxo de caixa líquido futuro associadas para cada projeto. A relação de EUR para quantidades totais de PIIP define a eficiência de recuperação do projeto. Cada projeto deve ter um intervalo de recursos recuperáveis associado (estimativa conservadora, melhor estimativa e estimativa otimista).

1.2.0.5 **A propriedade** (área de arrendamento ou da licença): Cada propriedade pode ter direitos e obrigações contratuais exclusivos associados, incluindo os termos fiscais. Essas informações permitem definir a parcela de cada entidade participante nas quantidades produzidas (direito) e a parcela de investimentos, despesas e receitas para cada projeto de recuperação, além do reservatório ao qual é aplicada. Uma propriedade pode abranger muitos reservatórios, ou um reservatório pode abranger várias propriedades diferentes. Uma propriedade pode conter tanto acumulações descobertas como não descobertas que podem não ter relação espacial com uma possível designação de campo único.

1.2.0.6 Os recursos líquidos recuperáveis de uma entidade são a parcela do direito de produção futura legalmente acumulada sob os termos do contrato ou licença de desenvolvimento e produção.

1.2.0.7 No contexto dessa relação, o projeto é o elemento principal considerado na classificação dos recursos, e os recursos líquidos recuperáveis são as quantidades derivadas de cada projeto. Um projeto representa uma atividade definida ou um conjunto de atividades para desenvolver a(s) acumulação(ões) de petróleo e as decisões tomadas para amadurecer os recursos para as reservas. Em geral, recomenda-se que um projeto individual tenha uma subclasse específica de nível de maturidade atribuído a ele (ver Seção 2.1.3.5, Subclasses de maturidade do projeto) na qual é tomada a decisão de prosseguir ou não (ou seja, gastar mais dinheiro) e deve haver um intervalo associado de quantidades recuperáveis estimadas para o projeto (ver Seção 2.2.1, Intervalo de incerteza). Para fins de precisão, um campo desenvolvido também é considerado como um projeto.

1.2.0.8 Uma acumulação ou possível acumulação de petróleo geralmente está sujeita a vários projetos separados e distintos que se encontram em diferentes estágios de exploração ou desenvolvimento. Assim sendo, uma acumulação pode ter quantidades recuperáveis em várias classes de recursos simultaneamente.

1.2.0.10 Nem todos os projetos de desenvolvimento tecnicamente viáveis serão comerciais. A viabilidade comercial de um projeto de desenvolvimento dentro do plano de desenvolvimento de um campo depende de uma estimativa das condições que existirão durante

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

o período abrangido pelo projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade). As condições incluem fatores técnicos, econômicos (por exemplo, taxas mínimas de atratividade, preços de commodities), custos operacionais e de capital, comercialização, rota(s) de vendas, e fatores legais, ambientais, sociais e governamentais previstos e com impacto no projeto durante o período em avaliação. Embora os fatores econômicos possam ser resumidos como custos previstos e preços de produtos, as influências subjacentes incluem, sem limitação, as condições de mercado (por exemplo, inflação, fatores de mercado e contingências), taxas de câmbio, infraestrutura de transporte e processamento, termos fiscais e impostos.

1.2.0.11 Os recursos sendo estimados são as quantidades que podem ser produzidas a partir de um projeto, medidas de acordo com as especificações de entrega no ponto de venda ou transferência de custódia (ver Seção 3.2.1, Ponto de referência) e podem permitir previsões de quantidades de CiO (ver Seção 3.2.2, Consumo em operações). A previsão de produção acumulada desde a data efetiva até a cessação da produção é a quantidade restante de recursos recuperáveis (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).

1.2.0.12 Os dados de suporte, processos analíticos e suposições que descrevem a base técnica e comercial utilizada em uma avaliação devem ser documentados com detalhes suficientes para permitir, conforme necessário, que um avaliador ou auditor de reservas qualificado entenda claramente a base de cada projeto para a estimativa, categorização e classificação das quantidades de recursos recuperáveis e, se apropriado, a avaliação comercial associada.

2.0 Diretrizes de classificação e categorização

2.1 Classificação dos recursos

2.1.0.1 A classificação do PRMS estabelece critérios para a classificação do PIIP total. A determinação de uma descoberta diferencia entre PIIP descoberto e PIIP não descoberto. A aplicação de um projeto diferencia ainda mais os recursos recuperáveis dos não recuperáveis. O projeto é então avaliado para determinar seu status de maturação a fim de permitir a distinção de classificação entre projetos comerciais e subcomerciais. O PRMS exige que as quantidades de recursos recuperáveis do projeto sejam classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos.

2.1.1 Determinação do status de descoberta

2.1.1.1 Uma acumulação de petróleo descoberta é determinada quando um ou mais poços exploratórios tiverem demonstrado por meio de testes, amostragem e/ou registro a existência de uma quantidade significativa de hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis e, portanto, tiverem estabelecido uma acumulação conhecida. Na ausência de um teste de fluxo ou amostragem, a determinação da descoberta requer a certeza da presença de hidrocarbonetos e provas de produtividade, que podem ser sustentadas por análogos adequados de produção (ver Seção 4.1.1, Análogos). Nesse contexto, "significativo" implica que há evidência de uma quantidade suficiente de petróleo para justificar a estimativa da quantidade no local demonstrada pelo(s) poço(s) e para avaliar o potencial de recuperação comercial.

2.1.1.2 Quando uma descoberta tiver identificado hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis, mas não for considerado viável aplicar um projeto com tecnologia estabelecida ou com tecnologia em desenvolvimento, tais quantidades podem ser classificadas como Descobertas Não Recuperáveis sem Recursos Contingentes. Em avaliações futuras, conforme adequado para fins de gerenciamento de recursos petrolíferos, uma parte dessas quantidades não recuperáveis pode converter-se em recursos recuperáveis à medida que as circunstâncias comerciais mudem ou que ocorram desenvolvimentos tecnológicos.

2.1.2 Determinação da comercialidade

2.1.2.1 As quantidades recuperáveis descobertas (Recursos Contingentes) podem ser consideradas comercialmente maduras, e assim atingir a classificação de Reservas, se a entidade que alega comercialidade tiver demonstrado uma firme intenção de prosseguir com o desenvolvimento. Isso significa que a entidade cumpriu os critérios de decisão interna (normalmente taxa de retorno igual ou superior ao custo médio ponderado do capital ou à taxa mínima de atratividade). A comercialidade é atingida mediante o compromisso da entidade com o projeto e com todos os critérios a seguir:

- A. Evidências de um plano de desenvolvimento tecnicamente maduro e viável.
- B. Evidências de que as dotações financeiras estão em vigor ou têm uma alta probabilidade de serem asseguradas para implementar o projeto.
- C. Evidências que sustentem um período razoável para o desenvolvimento.
- D. Uma avaliação razoável de que os projetos de desenvolvimento terão uma economia positiva e atenderão a critérios definidos de investimento e operação. Essa avaliação é realizada sobre as quantidades previstas de direitos estimados e o fluxo de caixa associado sobre o qual a decisão de investimento é tomada (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).
- E. Uma expectativa razoável de que haverá um mercado para as quantidades previstas de venda da produção necessárias para justificar o desenvolvimento. Também deve haver uma confiança semelhante de que todos os fluxos produzidos (por exemplo, petróleo, gás, água, CO₂) podem ser vendidos, armazenados, reinjetados ou descartados de outra forma adequada.
- F. Evidências de que as instalações de produção e transporte necessárias estão disponíveis ou podem ser disponibilizadas.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

G. Evidências de que as aprovações legais, contratuais, ambientais, regulatórias e governamentais estão em vigor ou previstas, juntamente com a resolução de quaisquer preocupações sociais e econômicas.

2.1.2.2 O teste de comercialidade para a determinação de Reservas é aplicado às quantidades previstas da melhor estimativa (P50), que, ao qualificar todos os critérios e restrições comerciais e técnicas de maturação, tornam-se as Reservas 2P. Casos mais rigorosos [por exemplo, estimativa baixa (P90)] podem ser usados para fins decisórios ou para investigar a extensão da comercialidade (ver Seção 3.1.2, Critérios econômicos). Geralmente, os cenários de projetos de casos conservadores e otimistas podem ser avaliados quanto às sensibilidades ao considerar o risco do projeto e as oportunidades de vantagem.

2.1.2.3 Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer tanto sua viabilidade técnica quanto comercial, conforme observado na Seção 2.1.2.1. Deve haver uma expectativa razoável de que todas as aprovações internas e externas necessárias serão obtidas, além de evidências quanto à determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável. Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando justificável; por exemplo, o desenvolvimento de projetos econômicos que levam mais de cinco anos para serem desenvolvidos ou que são adiados para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada.

2.1.2.4 Embora as diretrizes do PRMS exijam evidências de dotações financeiras, elas não exigem que o financiamento de projetos seja confirmado antes de classificar os projetos como Reservas. Entretanto, essa pode ser outra exigência de relatório externo. Em muitos casos, o financiamento está condicionado aos mesmos critérios acima. Em geral, se não houver uma expectativa razoável de que o financiamento ou outras formas de compromisso (por exemplo, farm-outs) possam vir a ocorrer para que o desenvolvimento seja iniciado dentro de um prazo razoável, então o projeto deve ser classificado como Recursos Contingentes. Se for razoável esperar que o financiamento esteja disponível no momento da decisão final de investimento (FID), os recursos do projeto podem ser classificados como Reservas.

2.2 Categorização dos recursos

2.2.0.1 O eixo horizontal na classificação dos recursos na Figura 1.1 define o intervalo de incerteza nas estimativas das quantidades de petróleo recuperáveis, ou possivelmente recuperáveis, associadas a um projeto ou grupo de projetos. Essas estimativas incluem os seguintes componentes de incerteza:

- A. O total de petróleo restante dentro da acumulação (recursos no local).
- B. A incerteza técnica quanto à parcela do petróleo total que pode ser recuperada aplicando um projeto ou projetos de desenvolvimento definidos (ou seja, a tecnologia aplicada).
- C. As variações conhecidas nas condições comerciais que podem impactar as quantidades recuperadas e vendidas (por exemplo, disponibilidade no mercado; mudanças contratuais, tais como níveis da taxa de produção ou especificações de qualidade do produto) fazem parte do escopo do projeto e estão incluídas no eixo horizontal, enquanto a probabilidade de cumprimento das condições comerciais se reflete na classificação (eixo vertical).

2.2.0.2 A incerteza quanto às quantidades recuperáveis de um projeto é refletida pelas categorias de recursos 1P, 2P, 3P, Provado (P1), Provável (P2), Possível (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2 e C3; ou 1U, 2U e 3U. A probabilidade comercial de sucesso está associada às classes ou subclasses de recursos e não às categorias de recursos que refletem a variedade de quantidades recuperáveis.

2.2.1 Intervalo de incerteza

2.2.1.1 A incerteza é inerente à estimativa de recursos de um projeto e é comunicada no PRMS ao relatar uma série de resultados de categoria. O intervalo de incerteza quanto às quantidades recuperáveis e/ou possivelmente recuperáveis pode ser representado por cenários determinísticos ou por uma distribuição de probabilidade (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos).

2.2.1.2 Quando o intervalo de incerteza for representado por uma distribuição de probabilidade, uma estimativa conservadora, uma melhor estimativa e uma estimativa otimista devem ser fornecidas de tal forma que:

- A. Deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa conservadora.
- B. Deve haver pelo menos 50% de probabilidade (P50) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à melhor estimativa.
- C. Deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa otimista.

2.2.1.3 Em alguns projetos, o intervalo de incerteza pode ser limitado, e os três cenários podem resultar em estimativas de recursos que não são significativamente diferentes. Nessas situações, uma única estimativa de valor pode ser apropriada para descrever o resultado esperado.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da
Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

2.2.1.4 Ao usar o método do cenário determinístico, normalmente também deve haver estimativas conservadoras, melhores estimativas e estimativas otimistas, com base em avaliações qualitativas de incerteza relativa usando diretrizes de interpretação consistentes. Sob o método incremental determinístico, as quantidades para cada segmento de confiança são estimadas discretamente (ver Seção 2.2.2, Definições e diretrizes de categoria).

2.2.1.5 Os recursos do projeto são inicialmente estimados utilizando as projeções de intervalo de incerteza acima que incorporam os elementos subsuperficiais juntamente com as restrições técnicas relacionadas a poços e instalações. As previsões técnicas têm então critérios comerciais adicionais aplicados (por exemplo, os cortes econômicos e de licença são os mais comuns) para estimar as quantidades de direitos atribuídos e o status de classificação dos recursos: Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos.

2.2.2 Definições e diretrizes de categoria

2.2.2.1 Os avaliadores podem avaliar as quantidades recuperáveis e categorizar os resultados por incerteza usando o método incremental determinístico, o método do cenário determinístico (cumulativo), métodos geoestatísticos, ou métodos probabilísticos (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos). Também podem ser usadas combinações desses métodos.

2.2.2.2 O uso de uma terminologia consistente (Figuras 1.1 e 2.1) promove clareza na comunicação dos resultados da avaliação. Para Reservas, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas são usados para estimar as quantidades 1P/2P/3P resultantes, respectivamente. As quantidades incrementais associadas são denominadas Provadas (P1), Prováveis (P2) e Possíveis (P3). As reservas são um subconjunto do sistema completo de classificação de recursos, e devem ser consideradas dentro do contexto do mesmo. Embora os critérios de categorização sejam propostos especificamente para Reservas, na maioria dos casos, eles podem ser aplicados igualmente aos Recursos Contingentes e Prospectivos. Ao atender aos critérios de maturidade comercial para descoberta e/ou desenvolvimento, as quantidades do projeto passam então para a subclasse de recursos apropriada. A Tabela 3 fornece os critérios para a determinação das categorias de Reservas.

2.2.2.3 Para Recursos Contingentes, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas são usados para estimar as quantidades 1C/2C/3C resultantes, respectivamente. Os termos C1, C2, e C3 são definidos para quantidades incrementais de Recursos Contingentes.

2.2.2.4 Para Recursos Prospectivos, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas também se aplicam e são usados para estimar as quantidades 1U/2U/3U resultantes. Não são definidos termos específicos para quantidades incrementais dentro dos Recursos Prospectivos.

2.2.2.5 As quantidades em diferentes classes e subclasses não podem ser agregadas sem considerar os diferentes graus de incerteza técnica e probabilidade comercial envolvidos na(s) classificação(ões) e sem considerar o grau de dependência entre elas (ver Seção 4.2.1, Agregação de classes de recursos).

2.2.2.6 Sem novas informações técnicas, não deve haver mudanças na distribuição de recursos tecnicamente recuperáveis e nos limites de categorização quando forem atendidas as condições para a reclassificação de projeto de Recursos Contingentes como Reservas.

2.2.2.7 Todas as avaliações exigem a aplicação de um conjunto consistente de condições previstas, incluindo custos e preços futuros presumidos, tanto para a classificação dos projetos quanto para a categorização das quantidades estimadas recuperadas por cada projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade).

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Tabela 1—Classes e subclasses de recursos recuperáveis

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Reservas	Reservas são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas.	<p>As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ainda categorizadas de acordo com o nível de incerteza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção.</p> <p>Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer sua viabilidade comercial (ver Seção 2.1.2., Determinação da comercialidade). Isso inclui a exigência de que haja evidências de uma determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável.</p> <p>Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando, por exemplo, o desenvolvimento de um projeto econômico for adiado por opção do produtor devido, entre outras coisas, a motivos relacionados ao mercado ou para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada.</p> <p>Para ser incluído na classe Reservas, deve haver uma alta confiança na maturação comercial e na produtividade econômica do reservatório, respaldada pela produção real ou por testes de formação. Em certos casos, as Reservas podem ser atribuídas com base em registros de poços e/ou análises de núcleo que indicam que o reservatório em questão é portador de hidrocarbonetos e é análogo aos reservatórios na mesma área que estão produzindo ou demonstraram a capacidade de produção em testes de formação.</p>
Em produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou é capaz de produzir e vender petróleo para o mercado.	<p>O principal critério é que o projeto esteja recebendo renda com as vendas, e não que o projeto de desenvolvimento aprovado esteja necessariamente concluído. Inclui reservas de produção desenvolvidas.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.</p>
Aprovado para desenvolvimento	Todas as aprovações necessárias foram obtidas, fundos de capital foram comprometidos e a implementação do projeto de desenvolvimento está pronta para começar ou está em andamento.	<p>Nesse estágio, é preciso ter certeza de que o projeto de desenvolvimento está indo adiante. O projeto não deve estar sujeito a quaisquer contingências, tais como aprovações regulatórias pendentes ou contratos de venda. Os gastos de capital previstos devem ser incluídos no orçamento atual ou do ano seguinte aprovado pela entidade relatora.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de começar a investir capital na construção de instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Justificado para desenvolvimento	A implementação do projeto de desenvolvimento se justifica com base em condições comerciais razoáveis previstas no momento do relatório, e quando houver expectativas razoáveis de que todas as aprovações/contratos necessários serão obtidos.	<p>Para passar para esse nível de maturidade do projeto e, portanto, ter Reservas associadas a ele, o projeto de desenvolvimento deve ser comercialmente viável no momento do relatório (ver Seção 2.1.2, Determinação da comercialidade), considerando as circunstâncias específicas do projeto. Todas as entidades participantes concordaram e há evidência de um projeto comprometido (forte intenção de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável). Não deve haver contingências conhecidas que possam impedir que o desenvolvimento prossiga (ver classe Reservas).</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão da entidade relatora e de seus parceiros, se houver, de que o projeto atingiu um nível de maturação técnica e comercial suficiente para justificar o desenvolvimento naquele momento.</p>
Recursos Contingentes	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento, não consideradas atualmente como sendo comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.	<p>Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, cuja recuperação comercial dependa de tecnologia em desenvolvimento, cuja avaliação da acumulação seja insuficiente para avaliar claramente a comercialidade, para os quais o plano de desenvolvimento ainda não tiver sido aprovado, ou ainda, para os quais possa haver questões de aceitação regulatória ou social.</p> <p>Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pelo status econômico.</p>
Desenvolvimento Pendente	Uma acumulação descoberta para as quais as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.	<p>O projeto é visto como tendo um potencial razoável para um eventual desenvolvimento comercial, na medida em que a aquisição de dados adicionais (por exemplo, perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estão atualmente em andamento com o objetivo de confirmar que o projeto é comercialmente viável e fornecer a base para a seleção de um plano de desenvolvimento apropriado. As contingências críticas foram identificadas e é razoável esperar que sejam resolvidas dentro de um prazo razoável. Observe que resultados decepcionantes de análise/avaliação poderiam levar a uma reclassificação do projeto para o status Em Espera ou Não Viável.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder à aquisição de mais dados e/ou estudos destinados a levar o projeto a um nível de maturidade técnica e comercial no qual possa ser tomada a decisão de prosseguir com o desenvolvimento e a produção.</p>
Desenvolvimento em Espera	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão em espera e/ou cuja justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.	<p>O projeto é considerado como tendo potencial de desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de tal forma que não haja mais uma chance provável de que uma contingência crítica possa ser solucionada em um futuro previsível, poderia levar a uma reclassificação do projeto para o status Não Viável.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder a uma avaliação adicional destinada a esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial ou para suspender ou atrasar temporariamente outras atividades até a resolução de contingências externas.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Desenvolvimento Não Clarificado	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão sob avaliação e a justificativa como um desenvolvimento comercial é desconhecida com base nas informações disponíveis.	O projeto é considerado como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial, mas outras atividades de análise/avaliação estão em andamento para esclarecer o potencial para um possível desenvolvimento comercial. Essa subclasse requer uma análise ou avaliação ativa e não deve ser mantida sem um plano para avaliação futura. A subclasse deve refletir as ações necessárias para levar um projeto em direção à maturação comercial e à produção econômica.
Desenvolvimento Não Viável	Uma acumulação descoberta para a qual não há planos atuais para desenvolver ou adquirir dados adicionais no momento, devido ao potencial de produção limitado.	O projeto não é visto como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial no momento do relatório, mas as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas para que a possível oportunidade seja reconhecida no caso de uma grande mudança na tecnologia ou nas condições comerciais. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de não realizar mais aquisições de dados ou estudos sobre o projeto durante o futuro próximo.
Recursos Prospectivos	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas.	As possíveis acumulações são avaliadas de acordo com a chance de descoberta geológica e, supondo-se uma descoberta, as quantidades estimadas que seriam recuperáveis sob projetos de desenvolvimento definidos. Reconhece-se que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos detalhados e dependerão mais dos desenvolvimentos análogos nas fases anteriores de exploração.
Prospecto	Um projeto associado a uma possível acumulação que é suficientemente bem definida para representar um alvo de perfuração viável.	As atividades do projeto se concentram em avaliar a chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de possíveis quantidades recuperáveis sob um programa de desenvolvimento comercial.
Lead	Um projeto associado a uma possível acumulação que atualmente está mal definida e requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para ser classificado como um Prospecto.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a confirmar se o Lead pode ou não ser amadurecido para se transformar em um Prospecto. Essa avaliação inclui a avaliação da chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível em cenários de desenvolvimento viáveis.
Play	Um projeto associado a uma tendência futura de possíveis prospectos, mas que requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para definir Leads ou Prospectos específicos.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a definir Leads ou Prospectos específicos para uma análise mais detalhada de suas chances de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível sob cenários de desenvolvimento hipotéticos.

Tabela 2—Definições e diretrizes do status das reservas

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Reservas	Quantidades esperadas a serem recuperadas dos poços e instalações existentes.	As reservas são consideradas desenvolvidas somente após a instalação do equipamento necessário, ou quando os custos para fazê-lo são relativamente menores em comparação com o custo de um poço. Quando as instalações necessárias não estiverem disponíveis, poderá ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas podem ser ainda subclassificadas como Produzindo ou Não produzindo.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Reservas	Quantidades esperadas a serem recuperadas a partir de intervalos de conclusão que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa.	Reservas de recuperação melhoradas são consideradas como produzindo somente depois que o projeto de recuperação melhorado estiver em operação.
Reservas desenvolvidas não produzindo	Reservas de intervalos fechados e behind pipe.	<p>Espera-se que as Reservas com intervalos fechados sejam recuperadas a partir de (1) intervalos de conclusão que estejam abertos no momento da estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir, (2) poços que estavam fechados devido a condições de mercado ou conexões de gasodutos, ou (3) poços sem capacidade de produção por razões mecânicas. Espera-se que as Reservas behind pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que exigirão trabalho adicional de conclusão ou futura re-conclusão antes do início da produção com custos menores para acessar essas reservas.</p> <p>Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com gastos relativamente baixos em comparação com o custo de perfuração de um novo poço.</p>
Reservas não desenvolvidas	Quantidades que deverão ser recuperadas por meio de futuros investimentos significativos.	Reservas não desenvolvidas devem ser produzidas (1) a partir de novos poços em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) a partir do aprofundamento de poços existentes para um reservatório diferente (mas conhecido), (3) a partir de poços de enchimento que irão aumentar a recuperação, ou (4) quando um gasto relativamente grande (por exemplo, quando comparado ao custo de perfuração de um novo poço) for necessário para (a) concluir novamente um poço existente ou (b) implantar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primários ou melhorados.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da
Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Tabela 3—Definições e diretrizes sobre categorias de reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provasdas	As quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais definidas.	<p>Se forem utilizados métodos determinísticos, o termo “certeza razoável” se destina a expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem utilizados métodos determinísticos, deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa.</p> <p>A área do reservatório considerada como Provasda inclui (1) a área delimitada por perfuração e definida por contatos de fluidos, se houver, e (2) porções adjacentes não perfuradas do reservatório que podem ser razoavelmente julgadas como contínuas com ele e comercialmente produtivas com base nos dados disponíveis de geociência e engenharia.</p> <p>Na ausência de dados sobre contatos de fluidos, as quantidades Provasdas em um reservatório são limitadas pelo LKH, como visto em uma penetração de poço, a menos que indicado de outra forma por dados definitivos de geociência, engenharia ou desempenho. Tais informações definitivas podem incluir análise do gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos por si só podem não ser suficientes para definir contatos de fluidos para reservas Provasdas.</p> <p>Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provasdas, desde que:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. Os locais estejam em áreas não perfuradas do reservatório que possam ser julgadas com razoável certeza como sendo comercialmente maduras e economicamente produtivas. B. As interpretações dos dados de geociência e engenharia disponíveis indiquem com razoável certeza que a formação objetiva é lateralmente contínua com locais perfurados Provasdos. <p>Para Reservas Provasdas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deve ser definida com base em uma série de possibilidades suportadas por análogos e no julgamento sólido de engenharia, considerando as características da área Provasda e o programa de desenvolvimento aplicado.</p>
Reservas Prováveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provasdas, mas mais seguras de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.	<p>É igualmente provável que as quantidades reais restantes recuperadas sejam maiores ou menores do que a soma das Reservas Provasdas mais Prováveis (2P) estimadas. Nesse contexto, se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 50% de probabilidade de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 2P.</p> <p>Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provasda em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. A continuidade interpretada do reservatório pode não atender aos critérios de certeza razoável.</p> <p>As estimativas prováveis também incluem recuperações incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provasda.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.	<p>As quantidades totais recuperadas do projeto têm uma probabilidade baixa de exceder a soma das reservas Provadas mais as Prováveis e as Possíveis (3P), o que equivale ao cenário de estimativa otimista. Se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 3P.</p> <p>Reservas Possíveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provável em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. Frequentemente, isso pode ocorrer em áreas onde os dados de geociência e engenharia são incapazes de definir claramente a área e os limites verticais de produção econômica do reservatório por um projeto definido e comercialmente maduro.</p> <p>As estimativas possíveis também incluem quantidades incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provável.</p>
Reservas Prováveis e Possíveis	Consulte acima os critérios distintos para Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	<p>As estimativas 2P e 3P podem se basear em interpretações técnicas alternativas razoáveis dentro do reservatório e/ou do projeto sujeito que estejam claramente documentadas, incluindo comparações com resultados em projetos similares bem-sucedidos.</p> <p>Em acumulações convencionais, Reservas Prováveis e/ou Reservas Possíveis podem ser designadas quando os dados de geociência e engenharia identificarem porções diretamente adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação que podem ser separadas de áreas Provadas por falhas menores ou outras descontinuidades geológicas e que não tenham sido penetradas por um poço de água, mas sejam interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente superiores à área Provada. Reservas Possíveis (e, em alguns casos, Prováveis) podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente mais baixas do que a área adjacente Provada ou 2P.</p> <p>Deve-se ter cuidado ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas maiores e potencialmente seladoras até que esse reservatório seja penetrado e avaliado como comercialmente maduro e economicamente produtivo. A justificativa para a atribuição de Reservas em tais casos deve ser claramente documentada. As Reservas não devem ser atribuídas a áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida por um reservatório não produtivo (ou seja, ausência de reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos de testes); tais áreas podem conter Recursos Prospectivos.</p> <p>Nas acumulações convencionais, quando a perfuração tiver definido a maior elevação conhecida de petróleo e existir o potencial para um tampão de combustível associado, as Reservas Provadas de petróleo só devem ser atribuídas nas porções estruturalmente mais altas do reservatório se houver certeza razoável de que tais porções estão inicialmente acima da pressão do ponto de bolha, com base em análises de engenharia documentadas. As porções do reservatório que não satisfaçam essa certeza podem ser designadas como Prováveis e Possíveis de petróleo e/ou gás com base nas propriedades do fluido do reservatório e interpretações do gradiente de pressão.</p>

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RECURSOS E FLUXO DE CAIXA
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DE AQUISIÇÃO POTENCIAL

MINOR ESTIMATIVA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

CERTAS PROPIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO MIRANGA
BRASIL

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RECURSOS BRUTOS		RECURSOS LÍQUIDOS		PREÇOS MÉDIOS		RECEITAS BRUTAS AJUSTADAS		TOTAL M\$	
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	ÓLEO M\$	LGN M\$		
31-12-2021	331,1	4.573,2	294,9	0,0	46,90	0,00	17.110,7	0,0	12.385,4	29.496,1
31-12-2022	501,0	6.658,6	486,7	38,4	45,30	22,25	25.526,7	0,0	26.717,5	52.244,2
31-12-2023	727,5	10.054,9	764,3	123,0	44,79	22,08	36.964,2	0,0	45.491,8	82.456,0
31-12-2024	962,1	16.407,0	1.052,8	213,6	44,57	21,97	48.758,1	0,0	71.709,6	120.467,7
31-12-2025	1.086,2	17.422,2	1.177,4	224,2	44,45	21,91	54.952,6	0,0	74.730,8	129.683,5
31-12-2026	1.020,7	16.132,3	1.115,6	222,2	44,41	21,89	51.608,6	0,0	70.399,4	122.008,0
31-12-2027	948,5	14.280,7	1.033,2	201,1	44,40	21,89	47.970,5	0,0	62.806,8	110.777,3
31-12-2028	877,0	12.759,6	950,6	179,1	44,38	21,88	44.352,7	0,0	56.122,0	100.474,7
31-12-2029	800,0	11.452,3	864,9	160,5	43,75	21,57	39.882,8	0,0	50.293,0	90.175,8
31-12-2030	733,4	10.321,3	790,8	144,5	43,66	21,52	36.482,2	0,0	45.324,9	81.807,1
31-12-2031	675,0	9.341,6	733,2	130,9	43,66	21,52	33.881,0	0,0	41.094,5	74.975,6
31-12-2032	623,0	8.484,3	675,3	119,0	43,66	21,52	31.268,7	0,0	37.320,9	68.589,6
31-12-2033	575,8	7.741,7	623,3	108,8	43,66	21,52	28.902,4	0,0	34.039,0	62.941,4
31-12-2034	533,7	7.071,9	576,6	99,4	43,66	21,52	26.789,2	0,0	31.089,9	57.879,2
31-12-2035	494,6	6.459,6	533,4	90,8	43,66	21,52	24.823,4	0,0	28.389,6	53.213,1
SUBTOTAL	10.889,8	159.161,0	11.673,1	2.055,5	44,25	21,77	549.274,0	0,0	667.915,1	1.237.189,2
RESTANTES	3.931,6	48.648,4	4.218,2	693,1	43,66	21,52	197.329,2	0,0	213.054,0	410.383,2
TOTAL	14.821,4	207.809,4	15.891,3	2.748,6	44,09	21,70	746.603,2	0,0	900.969,1	1.647.572,3
PROD ACUM	230.005,9	844.855,6								
FINAL	244.827,4	1.052.665,0								

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS		DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO		COM DESCONTO		TOTAL M\$
	BRUTAS	LÍQUIDAS	ROYALTIES EM DINHEIRO	IMPOSTO DE RENDA	SEM DESCONTO	DESC DE 10%	TAXA DE DESC	FLUXO DE CAIXA	
31-12-2021	87	87,0	2.927,1	2.757,3	10.190,6	13.621,2	8,000	299.010,0	
31-12-2022	140	140,0	4.553,2	4.696,5	19.092,3	22.290,1	12,000	230.010,0	
31-12-2023	200	200,0	6.566,6	7.185,1	29.288,4	45.388,3	15,000	193.028,7	
31-12-2024	278	278,0	9.298,3	10.394,6	37.443,6	70.619,2	20,000	148.970,6	
31-12-2025	327	327,0	10.069,3	11.208,7	40.087,0	119.504,4	25,000	118.885,1	
31-12-2026	328	328,0	9.360,9	10.509,0	39.116,9	182.038,7	30,000	97.460,8	
31-12-2027	324	324,0	8.497,7	9.539,8	37.159,4	229.975,5	40,000	69.735,9	
31-12-2028	323	323,0	7.729,6	8.658,0	35.588,2	276.137,5	60,000	42.510,4	
31-12-2029	320	320,0	6.949,2	7.780,6	34.202,9	191.032,9	80,000	30.089,0	
31-12-2030	317	317,0	6.316,0	7.062,1	33.480,1	173.609,5	100,000	23.383,4	
31-12-2031	314	314,0	5.747,9	6.440,0	29.082,6	204.596,8			
31-12-2032	311	311,0	5.266,6	5.747,9	28.693,5	215.308,1			
31-12-2033	306	306,0	4.837,5	5.892,6	27.032,0	224.340,8			
31-12-2034	302	302,0	4.455,0	5.407,6	25.359,5	232.180,3			
31-12-2035	293	293,0	4.102,2	4.973,9	24.165,1	238.493,8			
SUBTOTAL	107.079,4	107.079,4	96.677,1	107.079,4	448.235,7	473.576,2			
RESTANTES	35.281,2	35.281,2	31.745,0	35.281,2	224.582,5	261.077,0			
TOTAL DE 27,42 ANOS	142.360,5	142.360,5	128.422,2	142.360,5	672.818,2	734.653,2			

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições. COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RECURSOS E FLUXO DE CAIXA
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DE AQUISIÇÃO POTENCIAL

MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES

CERTAS PROPIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO MIRANGA
BRASIL

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RECURSOS BRUTOS		RECURSOS LÍQUIDOS		PREÇOS MÉDIOS		RECEITAS BRUTAS AJUSTADAS		TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	ÓLEO M\$	LGN M\$	
31-12-2021	331,1	0,0	294,9	0,0	46,90	0,00	17.110,7	0,0	12.385,4
31-12-2022	501,0	0,0	486,7	38,4	45,30	22,25	25.526,7	0,0	26.717,5
31-12-2023	728,2	0,0	767,2	126,1	44,79	22,08	36.998,3	0,0	46.271,1
31-12-2024	979,5	0,0	1.075,4	223,2	44,57	21,97	49.606,9	0,0	79.012,4
31-12-2025	1.153,7	0,0	1.239,9	224,2	44,45	21,91	58.348,0	0,0	82.796,7
31-12-2026	1.147,1	0,0	1.234,3	224,2	44,41	21,89	57.977,5	0,0	82.293,8
31-12-2027	1.146,4	0,0	1.235,1	224,2	44,40	21,89	57.973,5	0,0	76.041,1
31-12-2028	1.068,6	0,0	1.163,0	223,6	44,38	21,88	54.036,4	0,0	69.851,5
31-12-2029	971,7	0,0	1.060,2	206,6	43,75	21,57	48.452,2	0,0	62.852,6
31-12-2030	888,8	0,0	967,1	185,0	43,66	21,52	44.240,7	0,0	56.369,5
31-12-2031	816,6	0,0	892,9	166,9	43,66	21,52	40.939,6	0,0	50.892,9
31-12-2032	752,7	0,0	821,5	151,2	43,66	21,52	37.756,4	0,0	46.117,1
31-12-2033	695,2	0,0	757,4	137,8	43,66	21,52	34.875,3	0,0	41.977,0
31-12-2034	644,0	0,0	700,1	125,7	43,66	21,52	32.303,9	0,0	38.290,3
31-12-2035	596,6	0,0	647,4	114,8	43,66	21,52	29.923,1	0,0	34.951,6
SUBTOTAL	12.421,1	0,0	13.343,0	2.371,9	44,21	21,75	626.076,2	0,0	806.820,6
RESTANTES	5.234,9	0,0	5.640,3	954,4	43,66	21,52	262.588,5	0,0	286.742,4
TOTAL	17.656,0	0,0	18.983,2	3.326,4	44,05	21,68	888.664,7	0,0	1.093.562,9
PROD ACUM	230.005,9	0,0	844.855,6						
FINAL	247.661,9	0,0	1.102.139,8						

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	COMPLETAÇÕES ATIVAS		DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO		COM DESCONTO		TOTAL M\$
	BRUTAS	LÍQUIDAS	IMPOSTO DE RENDA M\$	ROYALTIES EM DINHEIRO M\$	CUSTOS DE CAPITAL M\$	CUSTOS DE ABANDONO M\$	DESPESAS OPERACIONAIS M\$	SEM DESCONTO PERÍODO M\$	
31-12-2021	87	87,0	2.757,3	2.927,1	0,0	0,0	10.190,6	13.621,2	13.014,9
31-12-2022	140	140,0	4.696,5	4.553,2	13.173,8	2.059,4	19.092,3	8.669,0	20.369,0
31-12-2023	200	200,0	7.251,1	6.617,6	21.404,8	-866,0	29.460,4	19.402,4	41.692,6
31-12-2024	280	280,0	11.115,9	10.007,7	39.902,5	939,3	39.717,4	26.936,6	54.891,8
31-12-2025	343	343,0	12.254,9	11.169,3	41.557,1	2.037,1	43.204,8	30.921,5	74.947,7
31-12-2026	359	359,0	12.166,7	11.092,0	23.193,7	-162,5	43.999,9	49.981,6	104.305,2
31-12-2027	363	363,0	11.595,4	10.470,4	13.558,0	2.534,6	42.004,2	53.852,1	133.207,6
31-12-2028	362	362,0	10.673,7	9.522,5	0,0	2.337,0	39.943,3	61.411,4	264.795,7
31-12-2029	359	359,0	9.583,9	8.511,4	0,0	2.147,7	38.112,6	52.949,1	317.744,9
31-12-2030	356	356,0	8.664,8	7.702,9	0,0	1.982,8	36.529,2	45.730,5	363.475,4
31-12-2031	353	353,0	7.879,4	6.997,8	0,0	1.834,7	35.155,0	39.965,5	403.440,9
31-12-2032	350	350,0	7.195,4	6.396,1	0,0	1.704,7	32.300,5	439.717,8	232.264,6
31-12-2033	345	345,0	6.593,4	5.866,3	0,0	1.574,5	29.242,9	33.575,3	242.480,5
31-12-2034	341	341,0	6.058,1	5.396,8	0,0	1.463,6	27.785,3	29.890,4	250.748,5
31-12-2035	332	332,0	5.569,2	4.967,5	0,0	1.360,7	26.403,1	26.580,2	257.432,5
SUBTOTAL			124.055,6	112.198,6	152.789,9	20.947,5	493.141,5	529.763,7	257.432,5
RESTANTES			47.186,4	42.252,1	0,0	16.484,8	288.778,4	684.392,9	282.394,1
TOTAL DE 29,58 ANOS			171.242,0	154.450,7	152.789,9	37.432,3	781.919,9	684.392,9	282.394,1

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições. COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RECURSOS E FLUXO DE CAIXA
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DE AQUISIÇÃO POTENCIAL

MAIOR ESTIMATIVA (3C) RECURSOS CONTINGENTES

CERTAS PROPIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO MIRANGA
BRASIL

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RECURSOS BRUTOS		RECURSOS LÍQUIDOS		PREÇOS MÉDIOS		RECEITAS BRUTAS AJUSTADAS		TOTAL M\$	
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	ÓLEO M\$	LGN M\$		GÁS M\$
31-12-2021	331,1	0,0	294,9	0,0	46,90	0,00	17.110,7	0,0	12.385,4	29.496,1
31-12-2022	501,0	0,0	486,7	38,4	45,30	22,25	25.526,7	0,0	26.717,5	52.244,2
31-12-2023	728,2	0,0	767,2	126,1	44,79	22,08	36.998,3	0,0	46.271,1	83.270,4
31-12-2024	980,4	0,0	1.076,3	223,2	44,57	21,97	49.654,2	0,0	79.649,8	129.304,1
31-12-2025	1.155,5	0,0	1.241,6	224,2	44,45	21,91	58.440,4	0,0	84.031,3	142.471,6
31-12-2026	1.149,7	0,0	1.236,8	224,2	44,41	21,89	58.110,8	0,0	84.080,8	142.191,6
31-12-2027	1.176,2	0,0	1.263,2	224,2	44,39	21,89	59.488,6	0,0	77.933,0	137.421,6
31-12-2028	1.144,2	0,0	1.234,5	224,2	44,38	21,88	57.877,9	0,0	71.368,5	129.246,4
31-12-2029	1.036,9	0,0	1.126,4	213,1	43,75	21,57	51.721,1	0,0	64.561,3	116.282,4
31-12-2030	946,2	0,0	1.024,7	189,9	43,66	21,52	47.109,0	0,0	57.654,2	104.763,1
31-12-2031	867,8	0,0	943,7	170,5	43,66	21,52	43.495,5	0,0	51.866,3	95.361,9
31-12-2032	798,8	0,0	866,8	153,9	43,66	21,52	40.056,7	0,0	46.848,7	86.905,3
31-12-2033	737,0	0,0	796,2	139,9	43,66	21,52	36.961,7	0,0	42.528,5	79.490,2
31-12-2034	682,1	0,0	737,1	115,9	43,66	21,52	34.208,2	0,0	38.709,7	72.917,9
31-12-2035	631,6	0,0	681,0	115,9	43,66	21,52	31.676,2	0,0	35.265,4	66.941,6
SUBTOTAL	12.866,7	0,0	13.779,0	2.394,8	44,20	21,75	648.437,0	0,0	819.871,3	1.468.308,3
RESTANTES	5.650,6	0,0	6.045,7	973,8	43,66	21,52	283.389,3	0,0	292.625,6	576.014,9
TOTAL	18.517,3	0,0	19.824,7	3.368,6	44,03	21,68	931.826,3	0,0	1.112.497,0	2.044.323,3
PROD ACUM	230.005,9	0,0	844.855,6							
FINAL	248.523,3	0,0	1.108.017,6							

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO		COM DESCONTO		
	IMPOSTO DE RENDA M\$	ROYALTIES EM DINHEIRO M\$	DESPESAS OPERACIONAIS M\$	SEM DESCONTO PERÍODO M\$	DESC DE 10% ACUMULADO M\$	TAXA DE DESC FLUXO CAIXA %	
31-12-2021	87,0	2.927,1	10.190,6	13.621,2	13.014,9	8,000	332.968,4
31-12-2022	140,0	4.553,2	19.092,3	8.669,0	20.369,0	12,000	247.245,6
31-12-2023	200,0	6.617,6	29.460,4	19.402,4	41.692,6	15,000	202.815,5
31-12-2024	282,0	11.178,0	39.961,4	23.860,2	65.552,7	20,000	151.591,1
31-12-2025	345,0	12.375,7	43.691,6	31.537,5	97.090,2	25,000	117.917,6
31-12-2026	363,0	12.341,1	44.710,6	47.465,5	144.555,7	30,000	94.734,6
31-12-2027	373,0	10.754,7	42.833,1	49.040,1	193.595,9	40,000	65.950,1
31-12-2028	372,0	9.898,6	40.737,0	65.015,4	258.611,3	60,000	39.375,3
31-12-2029	369,0	8.896,8	38.779,8	56.431,1	315.042,4	80,000	27.921,1
31-12-2030	366,0	8.030,5	37.100,0	48.614,0	363.656,5	100,000	21.905,5
31-12-2031	363,0	7.281,0	35.653,9	42.396,4	219.702,9		
31-12-2032	360,0	6.644,1	32.789,5	38.298,9	444.351,8		
31-12-2033	355,0	6.831,6	29.718,3	35.279,9	479.631,7		
31-12-2034	351,0	6.268,7	28.212,2	31.380,3	511.011,9		
31-12-2035	342,0	5.756,4	26.793,6	27.886,4	538.898,3		
SUBTOTAL	127.258,4	115.091,9	499.724,2	538.898,3	258.937,5		
RESTANTES	49.581,7	44.533,8	289.401,3	165.713,3	285.424,5		
TOTAL DE 30,08 ANOS	176.840,1	159.625,6	789.125,5	704.611,6	544.362,0		

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(H) **RELATÓRIO SOBRE RESERVAS E RECURSOS CONTIGENTES REFERENTE AOS CAMPOS DO POLO REMANSO E DOS CAMPOS DE LAGOA DO PAULO, LAGOA DO PAULO SUL, LAGOA DO PAULO NORTE, JURITI E ACARÁ-BURIZINHO, DATADO DE 20 DE JANEIRO DE 2021, PREPARADO PELA NSAI**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

20 de janeiro de 2021

PetroRecôncavo S.A.
Estrada de Vinte Mil, km 3,5
Estação São Roque
48280-000 Mata de São João – BA
Brasil

Prezados(as),

De acordo com sua solicitação, estimamos as reservas provadas, prováveis, e possíveis e as receitas futuras, em 31 de dezembro de 2020, ao interesse da PetroRecôncavo S.A. (PRSA) em certas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Também conforme solicitado, estimamos os recursos contingentes líquidos e o fluxo de caixa, a partir de 31 de dezembro de 2020, ao interesse da PRSA-Petrobras nessas propriedades. É de nosso entendimento que em 23 de dezembro de 2020, a PRSA adquiriu a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. O interesse exclusivo da participação da Petrobras é denominada neste documento como "participação da PRSA", e o interesse que inclui a participação da Petrobras é denominada neste documento como "participação da PRSA-Petrobras". Concluímos nossa avaliação na data desta carta ou próximo a ela. Este relatório foi preparado utilizando parâmetros de preço e custo especificados pela PRSA, conforme discutido nos parágrafos subsequentes desta carta. Os valores monetários mostrados neste relatório são expressos em dólares dos Estados Unidos (\$) ou milhares de dólares dos Estados Unidos (M\$).

As estimativas neste relatório foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS) de 2018 aprovado pela Society of Petroleum Engineers (SPE). Conforme apresentado no PRMS 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos prospectivos. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes, e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. As definições são apresentadas imediatamente após esta carta.

RESERVAS

Reservas são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de projetos de desenvolvimento a partir de uma determinada data em condições definidas. As reservas devem ser descobertas, recuperáveis, comerciais, e remanescentes, a partir da data da avaliação com base nos projetos de desenvolvimento aplicados. Reservas provadas são as quantidades de petróleo e gás que, pela análise dos dados de engenharia e geociência, podem ser estimadas com razoável certeza de serem comercialmente recuperáveis; reservas prováveis e possíveis são aquelas reservas adicionais sobre as quais se tem sequencialmente menos certeza de serem recuperadas do que as reservas provadas. As reservas estão limitadas às datas de validade dos contratos. Os campos do Contrato de Serviço da Petrobras têm uma data de validade contratual de 5 de agosto de 2025. A data de vencimento do contrato para o Campo Juriti na concessão BT-REC-10 e BT-REC-14 é 23 de novembro de 2031; a data de vencimento do contrato para todos os outros campos de concessão BT-REC-10 e BT-REC-14 é 31 de dezembro de 2030.

Conforme apresentado nas projeções resumidas anexas, Tabelas I a VI, estimamos que as reservas líquidas e a receita líquida futura para a participação da PRSA nessas propriedades, em 31 de dezembro de 2020, são:

Categoria	Reservas Líquidas		Receita Líquida Futura (M\$)	
	Óleo (MBBL)	Gás (MMCF)	Total	Valor Presente Em 10%
Provadas Desenvolvidas Em Produção	2.739,1	1.903,2	(1.014,5) ⁽¹⁾	1.061,8
Provadas Desenvolvidas A Produzir	1.370,5	590,0	25.969,9	19.605,6
Provadas Não Desenvolvidas	929,2	266,7	7.527,3	4.123,1
Total Provadas	5.038,9	2.760,0	32.482,8	24.790,5
Prováveis	438,1	244,1	7.538,7	5.138,7
Possíveis	391,2	38,4	2.588,2	934,4

Os totais podem não apresentar uma soma exata devido ao arredondamento.

⁽¹⁾ A receita líquida futura é negativa após a dedução dos custos fixos no nível da concessão associados às reservas provadas totais.

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru e condensado. Os volumes de óleo são expressos em milhares de barris (MBBL); um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Os volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases padrão de temperatura e pressão. As reservas de óleo equivalente expressas neste relatório são expressas em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinadas usando a razão de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

A categorização das reservas transmite o grau relativo de certeza; a subcategorização das reservas baseia-se no status de desenvolvimento e produção. As estimativas de reservas e receitas futuras aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com os riscos.

A receita bruta para as reservas mostradas neste relatório é a participação da PRSA na receita bruta (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções. A receita líquida futura se dá após as deduções da participação da PRSA dos impostos de produção, custos de capital, e despesas operacionais, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. A receita líquida futura teve o desconto de uma taxa anual de 10 por cento para determinar seu valor presente, o que é mostrado para indicar o efeito do tempo no valor do dinheiro. A receita líquida futura apresentada neste relatório, seja descontada ou não, não deve ser interpretada como sendo o valor justo de mercado das propriedades.

Não fizemos nenhuma investigação sobre possível desequilíbrio entre volume e valor resultante de fornecimento excessivo ou incompleto conforme o interesse da PRSA. Portanto, nossas estimativas de reservas e receita futura não incluem ajustes para liquidação de nenhum desses desequilíbrios; nossas projeções são baseadas no recebimento pela PRSA de sua participação na receita líquida da produção bruta futura estimada. Além disso, não fizemos nenhuma investigação específica sobre qualquer contrato de transporte firmado que possa estar em vigor para essas propriedades; nossas estimativas de receita futura incluem os efeitos de tais contratos apenas na medida em que as taxas associadas são contabilizadas nas demonstrações contábeis históricas no nível de campo.

RECURSOS CONTINGENTES

Recursos contingentes são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os recursos contingentes mostrados neste relatório são os volumes econômicos para a participação da PRSA-Petrobras estimados para as possíveis prorrogações dos prazos de validade dos contratos, além dos volumes econômicos para a participação da PRSA-Petrobras estimados para os prazos de validade contratuais. As extensões podem ser concedidas por até 27 anos. Os recursos contingentes mostrados neste relatório estão condicionados à obtenção das prorrogações contratuais. Os custos necessários para resolver essa contingência não foram incluídos neste relatório; as estimativas de fluxo de caixa são baseadas na premissa de que a contingência será resolvida com sucesso. Se a contingência for resolvida com sucesso, os recursos contingentes estimados neste relatório deverão ser reclassificados como reservas; nossas estimativas não foram arriscadas para contabilizar a possibilidade de que a contingência não seja resolvida.

Estimamos os recursos contingentes líquidos e o fluxo de caixa para a participação da PRSA-Petrobras nessas propriedades, a partir de 31 de dezembro de 2020, da seguinte forma:

Categoria	Recursos Contingentes Líquidos		Fluxo De Caixa Contingente Líquido (M\$)	
	Óleo (MBBL)	Gás (MMCF)	Total	Desconto de 10%
Menor Estimativa (1C)	9.041,7	4.029,0	91.194,7	42.913,7
Melhor Estimativa (2C)	13.918,9	5.694,1	188.574,7	83.502,5
Maior Estimativa (3C)	17.010,3	7.175,7	247.976,7	104.041,2

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru e condensado. Os volumes de óleo são expressos em milhares de barris (MBBL); um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Os volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases padrão de temperatura e pressão.

Os recursos contingentes mostrados neste relatório foram estimados usando métodos determinísticos. Uma vez que todas as contingências tenham sido resolvidas com sucesso, a probabilidade aproximada de que as quantidades de recursos contingentes efetivamente recuperados serão iguais ou superiores aos valores estimados é geralmente inferida como sendo de 90 por cento para a menor estimativa, 50 por cento para a melhor estimativa, e 10 por cento para a maior estimativa. As estimativas de recursos contingentes aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com o risco de desenvolvimento.

A receita contingente bruta é a participação da PRSA-Petrobras na receita bruta (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções. O fluxo de caixa líquido contingente se dá após as deduções da participação da PRSA-Petrobras nos impostos, custos de capital, custos de abandono, e despesas operacionais, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. O fluxo de caixa contingente líquido teve desconto de uma taxa anual de 10 por cento para indicar o efeito do tempo sobre o valor do dinheiro; o fluxo de caixa contingente, descontado ou não, não deve ser interpretado como sendo o valor justo de mercado das propriedades.

PARÂMETROS ECONÔMICOS

Conforme solicitado, este relatório foi preparado utilizando os parâmetros de preços de óleo e gás especificados pela PRSA. Os preços de óleo e gás baseiam-se nos preços futuros do Petróleo Brent em 31 de dezembro

de 2020, e são ajustados por concessão com base nas exigências de diversos contratos de serviço em vigor para as propriedades. Os preços médios anuais do óleo, antes dos ajustes, são mostrados na tabela a seguir:

<u>Término Do Período</u>	<u>Preço Do Óleo (\$/Barril)</u>	<u>Término Do Período</u>	<u>Preço Do Óleo (\$/Barril)</u>
31-12-2021	51,45	31-12-2026	49,22
31-12-2022	50,17	31-12-2027	49,21
31-12-2023	49,62	31-12-2028	49,19
31-12-2024	49,39	Posteriormente	49,17
31-12-2025	49,26		

Os custos operacionais utilizados neste relatório baseiam-se nos registros de despesas operacionais da PRSA, a operadora das propriedades. Conforme solicitado, os custos operacionais são limitados aos custos diretos de arrendamento e de campo e a estimativa da PRSA da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede necessárias para operar as propriedades. Os custos operacionais foram divididos em custos de concessão, custos por poço e custos por unidade de produção e, conforme solicitado, não são escalados pela inflação.

Os custos de capital utilizados neste relatório foram fornecidos pela PRSA e baseiam-se em autorizações de despesas e custos reais de atividades recentes. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento, e equipamentos de produção. Com base em nosso entendimento sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que nos foi fornecida, e nosso conhecimento de propriedades similares, consideramos razoáveis esses custos de capital. Quando a PRSA adquiriu a participação da Petrobras, a PRSA assumiu a responsabilidade pelos custos de abandono. Conforme solicitado, para as reservas, nossas estimativas não incluem nenhum valor residual para o arrendamento e equipamento de poço ou o custo de abandono das propriedades, e para os recursos contingentes, os custos de abandono utilizados neste relatório são programados com base no cronograma fornecido pela PRSA. Também conforme solicitado, os custos de capital e os custos de abandono não são escalados pela inflação.

INFORMAÇÕES GERAIS

Este relatório não inclui nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas e recursos contingentes. Para os objetivos deste relatório, não realizamos nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinamos o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigamos possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades; portanto, nossas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

As reservas e os recursos contingentes mostrados neste relatório são apenas estimativas e não devem ser interpretadas como quantidades exatas. As estimativas podem aumentar ou diminuir como resultado das condições de mercado, operações futuras, mudanças nos regulamentos, ou no desempenho real do reservatório. Além das principais premissas econômicas aqui discutidas, nossas estimativas baseiam-se em certas suposições, incluindo, sem limitação, que as propriedades serão desenvolvidas de acordo com os planos de desenvolvimento atuais, conforme nos foi fornecido pela PRSA, que as propriedades serão operadas de forma prudente, que nenhum regulamento ou controle governamental será colocado em prática que tenha impacto na capacidade do proprietário da participação de recuperar os volumes, e que nossas projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se esses volumes forem recuperados, as receitas e os custos relacionados a eles poderão ser maiores ou menores do que os valores estimados. Devido às políticas governamentais e

incertezas de oferta e demanda, as taxas de vendas, preços recebidos e custos incorridos podem variar em relação às premissas feitas durante a preparação deste relatório.

Para os fins deste relatório, utilizamos dados técnicos e econômicos incluindo, sem limitação, registros de poços, mapas geológicos, dados sísmicos, dados de teste de poços, dados de produção, informações históricas de preço e custo, e interesses de propriedade. As reservas e os recursos contingentes deste relatório foram estimados usando métodos determinísticos; essas estimativas foram preparadas de acordo com os princípios de engenharia de petróleo e avaliação geralmente aceitos, estabelecidos nas Normas Referentes à Estimativa e Auditoria das Informações sobre Reservas de Petróleo e Gás promulgadas pela SPE (Normas SPE). Utilizamos métodos padrão de engenharia e geociência, ou uma combinação de métodos, incluindo análise de desempenho, análise volumétrica, e analogia, que consideramos apropriados e necessários para classificar, categorizar, e estimar volumes de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. Como em todos os aspectos da avaliação do petróleo e gás, existem incertezas inerentes à interpretação dos dados de engenharia e geociência; portanto, nossas conclusões representam necessariamente apenas um julgamento profissional informado.

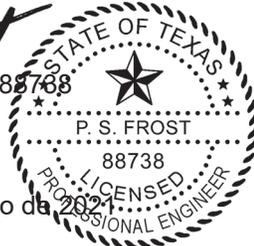
Os dados utilizados em nossas estimativas foram obtidos da PRSA, fontes de dados públicas, e dos arquivos não confidenciais da Netherland, Sewell & Associates, Inc. e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados em nosso escritório. Não examinamos os direitos contratuais das propriedades nem confirmamos de forma independente o grau ou tipo de interesse real detido. Os responsáveis técnicos principais pela preparação das estimativas aqui apresentadas atendem aos requisitos de qualificação, independência, objetividade e confidencialidade estabelecidos nas Normas SPE. Somos engenheiros de petróleo, geólogos, geofísicos, e petrofísicos independentes; não possuímos interesse nessas propriedades nem somos empregados de forma contingente.

Atenciosamente,

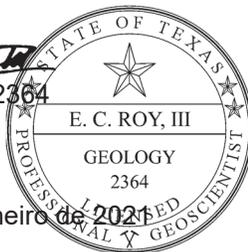
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Empresa de Engenharia registrada no Texas F-2699

Por: 
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Presidente e Director Geral

Por: 
Philip S. (Scott) Frost, P.E. 88738
Vice Presidente Sênior



Por: 
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice Presidente



Data da assinatura: 20 de janeiro de 2021

Data da assinatura: 20 de janeiro de 2021

PSF:JLC

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Este documento contém informações extraídas de definições e diretrizes preparadas pelo Oil and Gas Reserves Committee da Society of Petroleum Engineers (SPE), revisadas e promovidas em conjunto pela SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts e European Association of Geoscientists & Engineers.

Preâmbulo

Os recursos petrolíferos correspondem às quantidades de hidrocarbonetos que ocorrem naturalmente na crosta terrestre ou dentro dela. As avaliações de recursos estimam quantidades em acumulações já conhecidas e ainda a serem descobertas. Elas se concentram nas quantidades que podem ser recuperadas e distribuídas por meio de projetos comerciais. Um sistema de gerenciamento de recursos petrolíferos (da sigla em inglês, PRMS) proporciona uma abordagem consistente para estimar quantidades de petróleo, avaliar projetos e apresentar resultados dentro de uma estrutura de classificação abrangente.

Este PRMS atualizado fornece os princípios fundamentais para a avaliação e classificação das reservas e recursos petrolíferos. Se houver qualquer conflito com diretrizes anteriores da SPE e do PRMS, de treinamentos aprovados ou com as Diretrizes de Aplicação, o PRMS atual deverá prevalecer. Entende-se que essas definições e diretrizes oferecem flexibilidade para que entidades, governos e agências reguladoras adaptem a aplicação a suas necessidades particulares; entretanto, quaisquer modificações nas diretrizes contidas neste documento devem ser claramente identificadas. Os termos “deve(m)” ou “precisa(m)” indicam que uma disposição deste documento é obrigatória para o cumprimento do PRMS, enquanto “recomenda-se” indica uma prática recomendada e “pode(m)” indica que um curso de ação é permissível. As definições e diretrizes contidas neste documento não devem ser interpretadas como uma modificação da interpretação ou aplicação de quaisquer exigências de relatórios regulamentares existentes.

1.0 Princípios básicos e definições

1.0.0.1 Um sistema de classificação dos recursos petrolíferos é um elemento fundamental que fornece uma linguagem comum para comunicar tanto a confiança do status de maturação dos recursos de um projeto quanto a variedade de resultados possíveis para as diversas entidades. O PRMS proporciona transparência ao exigir a avaliação de vários critérios que permitem a classificação e categorização dos recursos de um projeto. Os elementos de avaliação consideram o risco de descoberta geológica e as incertezas técnicas, juntamente com a determinação das possibilidades de um projeto petrolífero atingir o status de maturação comercial.

1.0.0.2 A estimativa técnica das quantidades de recursos petrolíferos envolve a avaliação de quantidades e valores que têm um grau inerente de incerteza. Essas quantidades estão associadas a projetos de exploração, avaliação e desenvolvimento em vários estágios de concepção e implementação. Os aspectos comerciais considerados relacionarão o status de maturidade do projeto (por exemplo, técnico, econômico, regulatório e legal) com a chance de implementação do projeto.

1.0.0.3 O uso de um sistema de classificação consistente melhora as comparações entre projetos, grupos de projetos e portfólios completos de empresas. A aplicação do PRMS deve considerar tanto fatores técnicos quanto comerciais que afetam a viabilidade do projeto, sua vida produtiva e seus fluxos de caixa relacionados.

1.1 Estrutura de classificação dos recursos petrolíferos

1.1.0.1 O petróleo é definido como uma mistura natural constituída de hidrocarbonetos no estado gasoso, líquido ou sólido. O petróleo também pode conter não-hidrocarbonetos, dos quais exemplos comuns são o dióxido de carbono, o nitrogênio, o sulfeto de hidrogênio e o enxofre. Em casos raros, o teor de não-hidrocarbonetos pode ser superior a 50%.

1.1.0.2 O termo *recursos* aqui utilizado destina-se a abranger todas as quantidades de petróleo que ocorrem naturalmente dentro da crosta terrestre, tanto descobertas como não descobertas (sejam recuperáveis ou não recuperáveis), além das quantidades já produzidas. Além disso, inclui todos os tipos de petróleo, quer sejam considerados atualmente como recursos convencionais ou não convencionais.

1.1.0.3 A figura 1.1 representa graficamente o sistema de classificação de recursos do PRMS. O sistema classifica os recursos como descobertos e não descobertos e define as classes de recursos recuperáveis: Produção, Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos, assim como Petróleo Não Recuperável.

1.1.0.4 O eixo horizontal reflete o intervalo de incerteza das quantidades estimadas possivelmente recuperáveis de uma

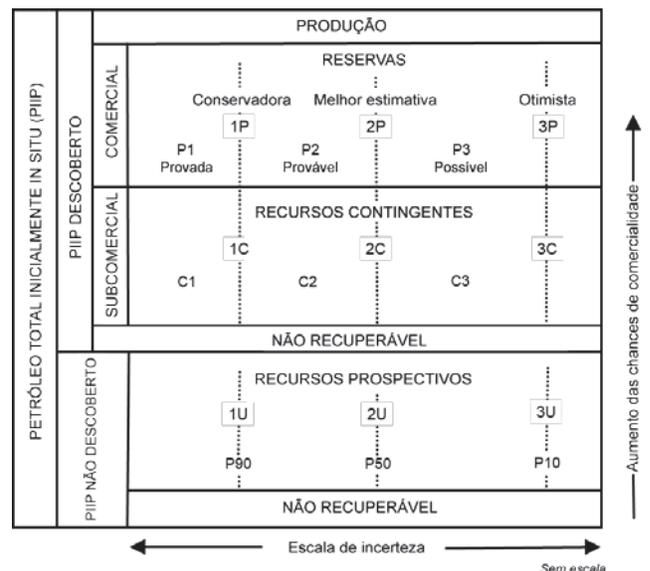


Figura 1.1 – Estrutura de classificação de recursos

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

acumulação por um projeto, enquanto o eixo vertical representa a probabilidade de comercial, P_c , que é a probabilidade de um projeto estar comprometido com o desenvolvimento e atingir o status de produção comercial.

1.1.0.5 As seguintes definições se aplicam às principais subdivisões dentro da classificação de recursos:

- A. O **Total de Petróleo Inicialmente in Situ (PIIP)** corresponde a todas as quantidades de petróleo que se estima existir originalmente em acumulações naturais, descobertas e não descobertas, antes da produção.
- B. **PIIP descoberto** é a quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida em acumulações conhecidas antes da produção.
- C. **Produção** é a quantidade acumulada de petróleo que foi recuperada em uma determinada data. Embora todos os recursos recuperáveis sejam estimados, e a produção seja medida de acordo com as especificações do produto vendido, as quantidades de produção bruta (somando a quantidade vendida e não vendida) também são medidas e necessárias para dar suporte às análises de engenharia baseadas no esvaziamento do reservatório (ver Seção 3.2, Medição da produção).

1.1.0.6 Vários projetos de desenvolvimento podem ser aplicados a cada acumulação conhecida ou desconhecida, e cada projeto será previsto para recuperar uma porção estimada das quantidades inicialmente no local. Os projetos devem ser subdivididos em comerciais, subcomerciais e não descobertos, com as quantidades recuperáveis estimadas sendo classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos, respectivamente, conforme definido abaixo.

- A. 1. **Reservas** são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas. As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes (a partir da data efetiva da avaliação) com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s).
 - 2. As reservas são recomendadas como quantidades de vendas medidas no ponto de referência. Quando a entidade também reconhecer as quantidades consumidas em operações (CiO) (ver Seção 3.2.2), como Reservas, essas quantidades devem ser registradas separadamente. As quantidades de não-hidrocarbonetos são reconhecidas como Reservas somente quando vendidas juntamente com hidrocarbonetos ou com CiO associadas à produção de petróleo. Se os não-hidrocarbonetos forem separados antes da venda, eles serão excluídos das Reservas.
 - 3. As reservas são ainda categorizadas de acordo com o intervalo de incerteza e devem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção.
- B. **Recursos Contingentes** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes têm uma chance associada de desenvolvimento. Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, ou para os quais a recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou ainda, quando a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente a comercialidade. Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas e devem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou status econômico.
- C. O **PIIP não descoberto** corresponde à quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida nas acumulações ainda a serem descobertas.
- D. **Recursos Prospectivos** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas pela aplicação de futuros projetos de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos têm tanto uma probabilidade associada de descoberta geológica como uma chance de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas recuperáveis, assumindo a descoberta e o desenvolvimento, e podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto.
- E. **Recursos Não Recuperáveis** são a parte do PIIP descoberto ou não descoberto avaliada, a partir de uma determinada data, como não recuperável pelo(s) projeto(s) atualmente definido(s). Uma parte dessas quantidades pode se tornar recuperável no futuro à medida que as circunstâncias comerciais mudem, que a tecnologia seja desenvolvida ou que dados adicionais sejam adquiridos. A parte restante pode nunca ser recuperada devido a restrições físicas/químicas representadas pela interação na subsuperfície de fluidos e rochas do reservatório.

1.1.0.7 A soma de Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos pode ser referida como “recursos recuperáveis remanescentes”. É importante ressaltar que essas quantidades não devem ser agregadas sem a devida consideração do risco técnico e comercial envolvido com sua classificação. Quando tais termos forem utilizados, cada componente de classificação da soma deve ser fornecido.

1.1.0.8 Outros termos utilizados nas avaliações de recursos incluem os seguintes:

- A. **Estimativa de Recuperação Final (EUR)** não é uma categoria ou classe de recursos, mas um termo que pode ser aplicado a uma acumulação ou grupo de acumulações (descobertas ou não descobertas) para definir as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como sendo possivelmente recuperáveis, além das quantidades já produzidas

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

a partir da acumulação ou grupo de acumulações. Para fins de clareza, a EUR deve mencionar as condições técnicas e comerciais associadas para os recursos; por exemplo, a EUR provada inclui as Reservas Provadas e a produção anterior.

- B. **Recursos Tecnicamente Recuperáveis (TRR)** são as quantidades de produtos petrolíferos que utilizam tecnologia e práticas industriais atualmente disponíveis, independentemente de considerações comerciais. Os TRRs podem ser usados para Projetos específicos ou para grupos de Projetos ou podem ser uma estimativa indiferenciada dentro de uma área (muitas vezes em toda a bacia) com potencial de recuperação.

1.2 Avaliações de Recursos Baseados em Projetos

1.2.0.1 O processo de avaliação de recursos consiste em identificar um projeto ou projetos de recuperação associados a uma ou mais acumulações de petróleo, estimar as quantidades de PIIP, estimar a porção das quantidades no local que podem ser recuperadas por cada projeto, e classificar o(s) projeto(s) com base no estado de maturidade ou probabilidade de comercialidade.

1.2.0.2 O conceito de um sistema de classificação baseado em projetos é melhor elucidado examinando os elementos que contribuem para uma avaliação dos recursos líquidos recuperáveis (ver Figura 1.2).



Figura 1.2—Avaliação dos recursos

1.2.0.3 **O reservatório** (contém a acumulação de petróleo): Os principais atributos incluem os tipos e quantidades de PIIP e as propriedades dos fluidos e rochas que afetam a recuperação de petróleo.

1.2.0.4 **O projeto**: Um projeto pode consistir no desenvolvimento de um poço, de um único reservatório ou de um pequeno campo; um desenvolvimento incremental em um campo produtor; ou o desenvolvimento integrado de um campo ou vários campos junto com as instalações de processamento associadas (por exemplo, compressão). Dentro de um projeto, o desenvolvimento de um reservatório específico gera um único cronograma de produção e um fluxo de caixa em cada nível de certeza. A integração desses cronogramas considerados na primeira truncagem do projeto, causada por limites técnicos, econômicos ou contratuais, define os recursos recuperáveis estimados e as projeções de fluxo de caixa líquido futuro associadas para cada projeto. A relação de EUR para quantidades totais de PIIP define a eficiência de recuperação do projeto. Cada projeto deve ter um intervalo de recursos recuperáveis associado (estimativa conservadora, melhor estimativa e estimativa otimista).

1.2.0.5 **A propriedade** (área de arrendamento ou da licença): Cada propriedade pode ter direitos e obrigações contratuais exclusivos associados, incluindo os termos fiscais. Essas informações permitem definir a parcela de cada entidade participante nas quantidades produzidas (direito) e a parcela de investimentos, despesas e receitas para cada projeto de recuperação, além do reservatório ao qual é aplicada. Uma propriedade pode abranger muitos reservatórios, ou um reservatório pode abranger várias propriedades diferentes. Uma propriedade pode conter tanto acumulações descobertas como não descobertas que podem não ter relação espacial com uma possível designação de campo único.

1.2.0.6 Os recursos líquidos recuperáveis de uma entidade são a parcela do direito de produção futura legalmente acumulada sob os termos do contrato ou licença de desenvolvimento e produção.

1.2.0.7 No contexto dessa relação, o projeto é o elemento principal considerado na classificação dos recursos, e os recursos líquidos recuperáveis são as quantidades derivadas de cada projeto. Um projeto representa uma atividade definida ou um conjunto de atividades para desenvolver a(s) acumulação(ões) de petróleo e as decisões tomadas para amadurecer os recursos para as reservas. Em geral, recomenda-se que um projeto individual tenha uma subclasse específica de nível de maturidade atribuído a ele (ver Seção 2.1.3.5, Subclasses de maturidade do projeto) na qual é tomada a decisão de prosseguir ou não (ou seja, gastar mais dinheiro) e deve haver um intervalo associado de quantidades recuperáveis estimadas para o projeto (ver Seção 2.2.1, Intervalo de incerteza). Para fins de precisão, um campo desenvolvido também é considerado como um projeto.

1.2.0.8 Uma acumulação ou possível acumulação de petróleo geralmente está sujeita a vários projetos separados e distintos que se encontram em diferentes estágios de exploração ou desenvolvimento. Assim sendo, uma acumulação pode ter quantidades recuperáveis em várias classes de recursos simultaneamente.

1.2.0.10 Nem todos os projetos de desenvolvimento tecnicamente viáveis serão comerciais. A viabilidade comercial de um projeto de desenvolvimento dentro do plano de desenvolvimento de um campo depende de uma estimativa das condições que existirão durante

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

o período abrangido pelo projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade). As condições incluem fatores técnicos, econômicos (por exemplo, taxas mínimas de atratividade, preços de commodities), custos operacionais e de capital, comercialização, rota(s) de vendas, e fatores legais, ambientais, sociais e governamentais previstos e com impacto no projeto durante o período em avaliação. Embora os fatores econômicos possam ser resumidos como custos previstos e preços de produtos, as influências subjacentes incluem, sem limitação, as condições de mercado (por exemplo, inflação, fatores de mercado e contingências), taxas de câmbio, infraestrutura de transporte e processamento, termos fiscais e impostos.

1.2.0.11 Os recursos sendo estimados são as quantidades que podem ser produzidas a partir de um projeto, medidas de acordo com as especificações de entrega no ponto de venda ou transferência de custódia (ver Seção 3.2.1, Ponto de referência) e podem permitir previsões de quantidades de CiO (ver Seção 3.2.2, Consumo em operações). A previsão de produção acumulada desde a data efetiva até a cessação da produção é a quantidade restante de recursos recuperáveis (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).

1.2.0.12 Os dados de suporte, processos analíticos e suposições que descrevem a base técnica e comercial utilizada em uma avaliação devem ser documentados com detalhes suficientes para permitir, conforme necessário, que um avaliador ou auditor de reservas qualificado entenda claramente a base de cada projeto para a estimativa, categorização e classificação das quantidades de recursos recuperáveis e, se apropriado, a avaliação comercial associada.

2.0 Diretrizes de classificação e categorização

2.1 Classificação dos recursos

2.1.0.1 A classificação do PRMS estabelece critérios para a classificação do PIIP total. A determinação de uma descoberta diferencia entre PIIP descoberto e PIIP não descoberto. A aplicação de um projeto diferencia ainda mais os recursos recuperáveis dos não recuperáveis. O projeto é então avaliado para determinar seu status de maturação a fim de permitir a distinção de classificação entre projetos comerciais e subcomerciais. O PRMS exige que as quantidades de recursos recuperáveis do projeto sejam classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos.

2.1.1 Determinação do status de descoberta

2.1.1.1 Uma acumulação de petróleo descoberta é determinada quando um ou mais poços exploratórios tiverem demonstrado por meio de testes, amostragem e/ou registro a existência de uma quantidade significativa de hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis e, portanto, tiverem estabelecido uma acumulação conhecida. Na ausência de um teste de fluxo ou amostragem, a determinação da descoberta requer a certeza da presença de hidrocarbonetos e provas de produtividade, que podem ser sustentadas por análogos adequados de produção (ver Seção 4.1.1, Análogos). Nesse contexto, “significativo” implica que há evidência de uma quantidade suficiente de petróleo para justificar a estimativa da quantidade no local demonstrada pelo(s) poço(s) e para avaliar o potencial de recuperação comercial.

2.1.1.2 Quando uma descoberta tiver identificado hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis, mas não for considerado viável aplicar um projeto com tecnologia estabelecida ou com tecnologia em desenvolvimento, tais quantidades podem ser classificadas como Descobertas Não Recuperáveis sem Recursos Contingentes. Em avaliações futuras, conforme adequado para fins de gerenciamento de recursos petrolíferos, uma parte dessas quantidades não recuperáveis pode converter-se em recursos recuperáveis à medida que as circunstâncias comerciais mudem ou que ocorram desenvolvimentos tecnológicos.

2.1.2 Determinação da comercialidade

2.1.2.1 As quantidades recuperáveis descobertas (Recursos Contingentes) podem ser consideradas comercialmente maduras, e assim atingir a classificação de Reservas, se a entidade que alega comercialidade tiver demonstrado uma firme intenção de prosseguir com o desenvolvimento. Isso significa que a entidade cumpriu os critérios de decisão interna (normalmente taxa de retorno igual ou superior ao custo médio ponderado do capital ou à taxa mínima de atratividade). A comercialidade é atingida mediante o compromisso da entidade com o projeto e com todos os critérios a seguir:

- A. Evidências de um plano de desenvolvimento tecnicamente maduro e viável.
- B. Evidências de que as dotações financeiras estão em vigor ou têm uma alta probabilidade de serem asseguradas para implementar o projeto.
- C. Evidências que sustentem um período razoável para o desenvolvimento.
- D. Uma avaliação razoável de que os projetos de desenvolvimento terão uma economia positiva e atenderão a critérios definidos de investimento e operação. Essa avaliação é realizada sobre as quantidades previstas de direitos estimados e o fluxo de caixa associado sobre o qual a decisão de investimento é tomada (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).
- E. Uma expectativa razoável de que haverá um mercado para as quantidades previstas de venda da produção necessárias para justificar o desenvolvimento. Também deve haver uma confiança semelhante de que todos os fluxos produzidos (por exemplo, petróleo, gás, água, CO₂) podem ser vendidos, armazenados, reinjetados ou descartados de outra forma adequada.
- F. Evidências de que as instalações de produção e transporte necessárias estão disponíveis ou podem ser disponibilizadas.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

G. Evidências de que as aprovações legais, contratuais, ambientais, regulatórias e governamentais estão em vigor ou previstas, juntamente com a resolução de quaisquer preocupações sociais e econômicas.

2.1.2.2 O teste de comercialidade para a determinação de Reservas é aplicado às quantidades previstas da melhor estimativa (P50), que, ao qualificar todos os critérios e restrições comerciais e técnicas de maturação, tornam-se as Reservas 2P. Casos mais rigorosos [por exemplo, estimativa baixa (P90)] podem ser usados para fins decisórios ou para investigar a extensão da comercialidade (ver Seção 3.1.2, Critérios econômicos). Geralmente, os cenários de projetos de casos conservadores e otimistas podem ser avaliados quanto às sensibilidades ao considerar o risco do projeto e as oportunidades de vantagem.

2.1.2.3 Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer tanto sua viabilidade técnica quanto comercial, conforme observado na Seção 2.1.2.1. Deve haver uma expectativa razoável de que todas as aprovações internas e externas necessárias serão obtidas, além de evidências quanto à determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável. Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando justificável; por exemplo, o desenvolvimento de projetos econômicos que levam mais de cinco anos para serem desenvolvidos ou que são adiados para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada.

2.1.2.4 Embora as diretrizes do PRMS exijam evidências de dotações financeiras, elas não exigem que o financiamento de projetos seja confirmado antes de classificar os projetos como Reservas. Entretanto, essa pode ser outra exigência de relatório externo. Em muitos casos, o financiamento está condicionado aos mesmos critérios acima. Em geral, se não houver uma expectativa razoável de que o financiamento ou outras formas de compromisso (por exemplo, farm-outs) possam vir a ocorrer para que o desenvolvimento seja iniciado dentro de um prazo razoável, então o projeto deve ser classificado como Recursos Contingentes. Se for razoável esperar que o financiamento esteja disponível no momento da decisão final de investimento (FID), os recursos do projeto podem ser classificados como Reservas.

2.2 Categorização dos recursos

2.2.0.1 O eixo horizontal na classificação dos recursos na Figura 1.1 define o intervalo de incerteza nas estimativas das quantidades de petróleo recuperáveis, ou possivelmente recuperáveis, associadas a um projeto ou grupo de projetos. Essas estimativas incluem os seguintes componentes de incerteza:

- A. O total de petróleo restante dentro da acumulação (recursos no local).
- B. A incerteza técnica quanto à parcela do petróleo total que pode ser recuperada aplicando um projeto ou projetos de desenvolvimento definidos (ou seja, a tecnologia aplicada).
- C. As variações conhecidas nas condições comerciais que podem impactar as quantidades recuperadas e vendidas (por exemplo, disponibilidade no mercado; mudanças contratuais, tais como níveis da taxa de produção ou especificações de qualidade do produto) fazem parte do escopo do projeto e estão incluídas no eixo horizontal, enquanto a probabilidade de cumprimento das condições comerciais se reflete na classificação (eixo vertical).

2.2.0.2 A incerteza quanto às quantidades recuperáveis de um projeto é refletida pelas categorias de recursos 1P, 2P, 3P, Provado (P1), Provável (P2), Possível (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2 e C3; ou 1U, 2U e 3U. A probabilidade comercial de sucesso está associada às classes ou subclasses de recursos e não às categorias de recursos que refletem a variedade de quantidades recuperáveis.

2.2.1 Intervalo de incerteza

2.2.1.1 A incerteza é inerente à estimativa de recursos de um projeto e é comunicada no PRMS ao relatar uma série de resultados de categoria. O intervalo de incerteza quanto às quantidades recuperáveis e/ou possivelmente recuperáveis pode ser representado por cenários determinísticos ou por uma distribuição de probabilidade (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos).

2.2.1.2 Quando o intervalo de incerteza for representado por uma distribuição de probabilidade, uma estimativa conservadora, uma melhor estimativa e uma estimativa otimista devem ser fornecidas de tal forma que:

- A. Deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa conservadora.
- B. Deve haver pelo menos 50% de probabilidade (P50) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à melhor estimativa.
- C. Deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa otimista.

2.2.1.3 Em alguns projetos, o intervalo de incerteza pode ser limitado, e os três cenários podem resultar em estimativas de recursos que não são significativamente diferentes. Nessas situações, uma única estimativa de valor pode ser apropriada para descrever o resultado esperado.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da
Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

2.2.1.4 Ao usar o método do cenário determinístico, normalmente também deve haver estimativas conservadoras, melhores estimativas e estimativas otimistas, com base em avaliações qualitativas de incerteza relativa usando diretrizes de interpretação consistentes. Sob o método incremental determinístico, as quantidades para cada segmento de confiança são estimadas discretamente (ver Seção 2.2.2, Definições e diretrizes de categoria).

2.2.1.5 Os recursos do projeto são inicialmente estimados utilizando as projeções de intervalo de incerteza acima que incorporam os elementos subsuperficiais juntamente com as restrições técnicas relacionadas a poços e instalações. As previsões técnicas têm então critérios comerciais adicionais aplicados (por exemplo, os cortes econômicos e de licença são os mais comuns) para estimar as quantidades de direitos atribuídos e o status de classificação dos recursos: Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos.

2.2.2 Definições e diretrizes de categoria

2.2.2.1 Os avaliadores podem avaliar as quantidades recuperáveis e categorizar os resultados por incerteza usando o método incremental determinístico, o método do cenário determinístico (cumulativo), métodos geoestatísticos, ou métodos probabilísticos (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos). Também podem ser usadas combinações desses métodos.

2.2.2.2 O uso de uma terminologia consistente (Figuras 1.1 e 2.1) promove clareza na comunicação dos resultados da avaliação. Para Reservas, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas são usados para estimar as quantidades 1P/2P/3P resultantes, respectivamente. As quantidades incrementais associadas são denominadas Provadas (P1), Prováveis (P2) e Possíveis (P3). As reservas são um subconjunto do sistema completo de classificação de recursos, e devem ser consideradas dentro do contexto do mesmo. Embora os critérios de categorização sejam propostos especificamente para Reservas, na maioria dos casos, eles podem ser aplicados igualmente aos Recursos Contingentes e Prospectivos. Ao atender aos critérios de maturidade comercial para descoberta e/ou desenvolvimento, as quantidades do projeto passam então para a subclasse de recursos apropriada. A Tabela 3 fornece os critérios para a determinação das categorias de Reservas.

2.2.2.3 Para Recursos Contingentes, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas são usados para estimar as quantidades 1C/2C/3C resultantes, respectivamente. Os termos C1, C2, e C3 são definidos para quantidades incrementais de Recursos Contingentes.

2.2.2.4 Para Recursos Prospectivos, os termos gerais cumulativos para estimativas conservadoras/melhores/otimistas também se aplicam e são usados para estimar as quantidades 1U/2U/3U resultantes. Não são definidos termos específicos para quantidades incrementais dentro dos Recursos Prospectivos.

2.2.2.5 As quantidades em diferentes classes e subclasses não podem ser agregadas sem considerar os diferentes graus de incerteza técnica e probabilidade comercial envolvidos na(s) classificação(ões) e sem considerar o grau de dependência entre elas (ver Seção 4.2.1, Agregação de classes de recursos).

2.2.2.6 Sem novas informações técnicas, não deve haver mudanças na distribuição de recursos tecnicamente recuperáveis e nos limites de categorização quando forem atendidas as condições para a reclassificação de projeto de Recursos Contingentes como Reservas.

2.2.2.7 Todas as avaliações exigem a aplicação de um conjunto consistente de condições previstas, incluindo custos e preços futuros presumidos, tanto para a classificação dos projetos quanto para a categorização das quantidades estimadas recuperadas por cada projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade).

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Tabela 1—Classes e subclasses de recursos recuperáveis

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Reservas	Reservas são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas.	<p>As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ainda categorizadas de acordo com o nível de incerteza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção.</p> <p>Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer sua viabilidade comercial (ver Seção 2.1.2., Determinação da comercialidade). Isso inclui a exigência de que haja evidências de uma determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável.</p> <p>Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando, por exemplo, o desenvolvimento de um projeto econômico for adiado por opção do produtor devido, entre outras coisas, a motivos relacionados ao mercado ou para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada.</p> <p>Para ser incluído na classe Reservas, deve haver uma alta confiança na maturação comercial e na produtividade econômica do reservatório, respaldada pela produção real ou por testes de formação. Em certos casos, as Reservas podem ser atribuídas com base em registros de poços e/ou análises de núcleo que indicam que o reservatório em questão é portador de hidrocarbonetos e é análogo aos reservatórios na mesma área que estão produzindo ou demonstraram a capacidade de produção em testes de formação.</p>
Em produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou é capaz de produzir e vender petróleo para o mercado.	<p>O principal critério é que o projeto esteja recebendo renda com as vendas, e não que o projeto de desenvolvimento aprovado esteja necessariamente concluído. Inclui reservas de produção desenvolvidas.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.</p>
Aprovado para desenvolvimento	Todas as aprovações necessárias foram obtidas, fundos de capital foram comprometidos e a implementação do projeto de desenvolvimento está pronta para começar ou está em andamento.	<p>Nesse estágio, é preciso ter certeza de que o projeto de desenvolvimento está indo adiante. O projeto não deve estar sujeito a quaisquer contingências, tais como aprovações regulatórias pendentes ou contratos de venda. Os gastos de capital previstos devem ser incluídos no orçamento atual ou do ano seguinte aprovado pela entidade relatora.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de começar a investir capital na construção de instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Justificado para desenvolvimento	A implementação do projeto de desenvolvimento se justifica com base em condições comerciais razoáveis previstas no momento do relatório, e quando houver expectativas razoáveis de que todas as aprovações/contratos necessários serão obtidos.	<p>Para passar para esse nível de maturidade do projeto e, portanto, ter Reservas associadas a ele, o projeto de desenvolvimento deve ser comercialmente viável no momento do relatório (ver Seção 2.1.2, Determinação da comercialidade), considerando as circunstâncias específicas do projeto. Todas as entidades participantes concordaram e há evidência de um projeto comprometido (forte intenção de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável). Não deve haver contingências conhecidas que possam impedir que o desenvolvimento prossiga (ver classe Reservas).</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão da entidade relatora e de seus parceiros, se houver, de que o projeto atingiu um nível de maturação técnica e comercial suficiente para justificar o desenvolvimento naquele momento.</p>
Recursos Contingentes	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento, não consideradas atualmente como sendo comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.	<p>Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, cuja recuperação comercial dependa de tecnologia em desenvolvimento, cuja avaliação da acumulação seja insuficiente para avaliar claramente a comercialidade, para os quais o plano de desenvolvimento ainda não tiver sido aprovado, ou ainda, para os quais possa haver questões de aceitação regulatória ou social.</p> <p>Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pelo status econômico.</p>
Desenvolvimento Pendente	Uma acumulação descoberta para as quais as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.	<p>O projeto é visto como tendo um potencial razoável para um eventual desenvolvimento comercial, na medida em que a aquisição de dados adicionais (por exemplo, perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estão atualmente em andamento com o objetivo de confirmar que o projeto é comercialmente viável e fornecer a base para a seleção de um plano de desenvolvimento apropriado. As contingências críticas foram identificadas e é razoável esperar que sejam resolvidas dentro de um prazo razoável. Observe que resultados decepcionantes de análise/avaliação poderiam levar a uma reclassificação do projeto para o status Em Espera ou Não Viável.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder à aquisição de mais dados e/ou estudos destinados a levar o projeto a um nível de maturidade técnica e comercial no qual possa ser tomada a decisão de prosseguir com o desenvolvimento e a produção.</p>
Desenvolvimento em Espera	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão em espera e/ou cuja justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.	<p>O projeto é considerado como tendo potencial de desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de tal forma que não haja mais uma chance provável de que uma contingência crítica possa ser solucionada em um futuro previsível, poderia levar a uma reclassificação do projeto para o status Não Viável.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder a uma avaliação adicional destinada a esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial ou para suspender ou atrasar temporariamente outras atividades até a resolução de contingências externas.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Desenvolvimento Não Clarificado	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão sob avaliação e a justificativa como um desenvolvimento comercial é desconhecida com base nas informações disponíveis.	O projeto é considerado como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial, mas outras atividades de análise/avaliação estão em andamento para esclarecer o potencial para um possível desenvolvimento comercial. Essa subclasse requer uma análise ou avaliação ativa e não deve ser mantida sem um plano para avaliação futura. A subclasse deve refletir as ações necessárias para levar um projeto em direção à maturação comercial e à produção econômica.
Desenvolvimento Não Viável	Uma acumulação descoberta para a qual não há planos atuais para desenvolver ou adquirir dados adicionais no momento, devido ao potencial de produção limitado.	O projeto não é visto como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial no momento do relatório, mas as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas para que a possível oportunidade seja reconhecida no caso de uma grande mudança na tecnologia ou nas condições comerciais. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de não realizar mais aquisições de dados ou estudos sobre o projeto durante o futuro próximo.
Recursos Prospectivos	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas.	As possíveis acumulações são avaliadas de acordo com a chance de descoberta geológica e, supondo-se uma descoberta, as quantidades estimadas que seriam recuperáveis sob projetos de desenvolvimento definidos. Reconhece-se que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos detalhados e dependerão mais dos desenvolvimentos análogos nas fases anteriores de exploração.
Prospecto	Um projeto associado a uma possível acumulação que é suficientemente bem definida para representar um alvo de perfuração viável.	As atividades do projeto se concentram em avaliar a chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de possíveis quantidades recuperáveis sob um programa de desenvolvimento comercial.
Lead	Um projeto associado a uma possível acumulação que atualmente está mal definida e requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para ser classificado como um Prospecto.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a confirmar se o Lead pode ou não ser amadurecido para se transformar em um Prospecto. Essa avaliação inclui a avaliação da chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível em cenários de desenvolvimento viáveis.
Play	Um projeto associado a uma tendência futura de possíveis prospectos, mas que requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para definir Leads ou Prospectos específicos.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a definir Leads ou Prospectos específicos para uma análise mais detalhada de suas chances de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível sob cenários de desenvolvimento hipotéticos.

Tabela 2—Definições e diretrizes do status das reservas

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Reservas	Quantidades esperadas a serem recuperadas dos poços e instalações existentes.	As reservas são consideradas desenvolvidas somente após a instalação do equipamento necessário, ou quando os custos para fazê-lo são relativamente menores em comparação com o custo de um poço. Quando as instalações necessárias não estiverem disponíveis, poderá ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas podem ser ainda subclassificadas como Produzindo ou Não produzindo.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Reservas	Quantidades esperadas a serem recuperadas a partir de intervalos de conclusão que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa.	Reservas de recuperação melhoradas são consideradas como produzindo somente depois que o projeto de recuperação melhorado estiver em operação.
Reservas desenvolvidas não produzindo	Reservas de intervalos fechados e behind pipe.	Espera-se que as Reservas com intervalos fechados sejam recuperadas a partir de (1) intervalos de conclusão que estejam abertos no momento da estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir, (2) poços que estavam fechados devido a condições de mercado ou conexões de gasodutos, ou (3) poços sem capacidade de produção por razões mecânicas. Espera-se que as Reservas behind pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que exigirão trabalho adicional de conclusão ou futura re-conclusão antes do início da produção com custos menores para acessar essas reservas. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com gastos relativamente baixos em comparação com o custo de perfuração de um novo poço.
Reservas não desenvolvidas	Quantidades que deverão ser recuperadas por meio de futuros investimentos significativos.	Reservas não desenvolvidas devem ser produzidas (1) a partir de novos poços em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) a partir do aprofundamento de poços existentes para um reservatório diferente (mas conhecido), (3) a partir de poços de enchimento que irão aumentar a recuperação, ou (4) quando um gasto relativamente grande (por exemplo, quando comparado ao custo de perfuração de um novo poço) for necessário para (a) concluir novamente um poço existente ou (b) implantar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primários ou melhorados.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Tabela 3—Definições e diretrizes sobre categorias de reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provasdas	As quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais definidas.	<p>Se forem utilizados métodos determinísticos, o termo “certeza razoável” se destina a expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem utilizados métodos determinísticos, deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa.</p> <p>A área do reservatório considerada como Provasda inclui (1) a área delimitada por perfuração e definida por contatos de fluidos, se houver, e (2) porções adjacentes não perfuradas do reservatório que podem ser razoavelmente julgadas como contínuas com ele e comercialmente produtivas com base nos dados disponíveis de geociência e engenharia.</p> <p>Na ausência de dados sobre contatos de fluidos, as quantidades Provasdas em um reservatório são limitadas pelo LKH, como visto em uma penetração de poço, a menos que indicado de outra forma por dados definitivos de geociência, engenharia ou desempenho. Tais informações definitivas podem incluir análise do gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos por si só podem não ser suficientes para definir contatos de fluidos para reservas Provasdas.</p> <p>Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provasdas, desde que:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. Os locais estejam em áreas não perfuradas do reservatório que possam ser julgadas com razoável certeza como sendo comercialmente maduras e economicamente produtivas. B. As interpretações dos dados de geociência e engenharia disponíveis indiquem com razoável certeza que a formação objetiva é lateralmente contínua com locais perfurados Provasdos. <p>Para Reservas Provasdas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deve ser definida com base em uma série de possibilidades suportadas por análogos e no julgamento sólido de engenharia, considerando as características da área Provasda e o programa de desenvolvimento aplicado.</p>
Reservas Prováveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provasdas, mas mais seguras de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.	<p>É igualmente provável que as quantidades reais restantes recuperadas sejam maiores ou menores do que a soma das Reservas Provasdas mais Prováveis (2P) estimadas. Nesse contexto, se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 50% de probabilidade de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 2P.</p> <p>Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provasda em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. A continuidade interpretada do reservatório pode não atender aos critérios de certeza razoável.</p> <p>As estimativas prováveis também incluem recuperações incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provasda.</p>

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.	<p>As quantidades totais recuperadas do projeto têm uma probabilidade baixa de exceder a soma das reservas Provadas mais as Prováveis e as Possíveis (3P), o que equivale ao cenário de estimativa otimista. Se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 3P.</p> <p>Reservas Possíveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provável em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. Frequentemente, isso pode ocorrer em áreas onde os dados de geociência e engenharia são incapazes de definir claramente a área e os limites verticais de produção econômica do reservatório por um projeto definido e comercialmente maduro.</p> <p>As estimativas possíveis também incluem quantidades incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provável.</p>
Reservas Prováveis e Possíveis	Consulte acima os critérios distintos para Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	<p>As estimativas 2P e 3P podem se basear em interpretações técnicas alternativas razoáveis dentro do reservatório e/ou do projeto sujeito que estejam claramente documentadas, incluindo comparações com resultados em projetos similares bem-sucedidos.</p> <p>Em acumulações convencionais, Reservas Prováveis e/ou Reservas Possíveis podem ser designadas quando os dados de geociência e engenharia identificarem porções diretamente adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação que podem ser separadas de áreas Provadas por falhas menores ou outras descontinuidades geológicas e que não tenham sido penetradas por um poço de água, mas sejam interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente superiores à área Provada. Reservas Possíveis (e, em alguns casos, Prováveis) podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente mais baixas do que a área adjacente Provada ou 2P.</p> <p>Deve-se ter cuidado ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas maiores e potencialmente seladoras até que esse reservatório seja penetrado e avaliado como comercialmente maduro e economicamente produtivo. A justificativa para a atribuição de Reservas em tais casos deve ser claramente documentada. As Reservas não devem ser atribuídas a áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida por um reservatório não produtivo (ou seja, ausência de reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos de testes); tais áreas podem conter Recursos Prospectivos.</p> <p>Nas acumulações convencionais, quando a perfuração tiver definido a maior elevação conhecida de petróleo e existir o potencial para um tampão de combustível associado, as Reservas Provadas de petróleo só devem ser atribuídas nas porções estruturalmente mais altas do reservatório se houver certeza razoável de que tais porções estão inicialmente acima da pressão do ponto de bolha, com base em análises de engenharia documentadas. As porções do reservatório que não satisfaçam essa certeza podem ser designadas como Prováveis e Possíveis de petróleo e/ou gás com base nas propriedades do fluido do reservatório e interpretações do gradiente de pressão.</p>

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVAIDAS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECONCAVO
LESTE DO BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	MBCF	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	MBOE	ÓLEO \$/BBL	GÁS \$/MCF	LGN \$/BBL	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	
31-12-2021	1.336,2	869,4	0,0	1.048,6	0,0	680,0	40,39	0,0	0,0	42.356,4	0,0	4.523,4	46.879,8
31-12-2022	1.449,2	819,5	0,0	1.134,9	0,0	640,3	43,32	0,0	0,0	49.163,1	0,0	4.282,7	53.445,8
31-12-2023	1.470,5	736,1	0,0	1.150,3	0,0	575,0	44,66	0,0	0,0	51.377,3	0,0	3.850,6	55.228,0
31-12-2024	1.408,5	715,7	0,0	1.101,2	0,0	558,3	45,33	0,0	0,0	49.917,8	0,0	3.762,2	53.680,0
31-12-2025	753,1	393,0	0,0	590,1	0,0	306,4	45,65	0,0	0,0	26.938,8	0,0	2.077,0	29.015,8
31-07-2026	15,5	0,0	0,0	13,8	0,0	0,0	42,81	0,0	0,0	589,5	0,0	0,0	589,5
SUBTOTAL	6.433,1	3.533,7	0,0	5.038,9	0,0	2.760,0	43,73	0,0	0,0	220.343,0	0,0	18.495,9	238.838,9
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	6.433,1	3.533,7	0,0	5.038,9	0,0	2.760,0	43,73	0,0	0,0	220.343,0	0,0	18.495,9	238.838,9
PROD CUM	96.839,7	146.873,9											
FINAL	103.272,8	150.407,6											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		CUSTO DE ABANDONO		DESPESA OPERACIONAL		SEM DESCONTO		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL	
	IMPOSTOS PRODUÇÃO M\$	DAR VALOR M\$	CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	TERMINO DO M\$	CUM M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VALOR ATUAL M\$		
31-12-2021	3.886,6	0,0	12.407,5	0,0	28.863,1	2.220,6	2.220,6	1.992,7	8,000	26.094,3		
31-12-2022	3.886,0	0,0	11.852,3	0,0	31.072,0	6.635,5	8.856,1	7.660,3	12,000	23.582,1		
31-12-2023	4.018,6	0,0	11.526,4	0,0	32.034,7	7.648,3	16.504,4	13.656,7	15,000	21.929,2		
31-12-2024	3.910,5	0,0	7.118,9	0,0	32.682,4	9.968,3	26.472,7	20.784,7	20,000	19.538,9		
31-12-2025	2.080,8	0,0	1.552,9	0,0	19.399,4	5.982,7	32.455,4	24.773,9	25,000	17.523,5		
31-07-2026	0,0	0,0	0,0	0,0	562,1	27,4	32.482,8	24.790,5	30,000	15.809,5		
SUBTOTAL	17.284,5	0,0	44.458,0	0,0	144.613,6	32.482,8	32.482,8	24.790,5	40,000	13.072,1		
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,000	9.408,0		
TOTAL DE 5,6 ANOS	17.284,5	0,0	44.458,0	0,0	144.613,6	32.482,8	32.482,8	24.790,5	80,000	7.132,4		
									100,000	5.617,6		

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS EM PRODUÇÃO

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECONCAVO
LESTE DO BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			TOTAL M\$	
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO \$/BBL	EQUIV MBOE	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$		GÁS M\$
31-12-2021	1.008,2	738,9	794,7	0,0	579,3	37,64	891,3	37,64	0,0	6,607	29.916,4	0,0	3.827,8	33.744,3
31-12-2022	825,6	589,5	651,9	0,0	463,0	39,99	729,0	39,99	0,0	6,573	26.066,8	0,0	3.042,9	29.109,7
31-12-2023	699,0	486,2	552,5	0,0	382,2	41,81	616,2	41,81	0,0	6,548	23.102,2	0,0	2.503,0	25.605,1
31-12-2024	601,0	404,9	475,4	0,0	318,7	43,03	528,5	43,03	0,0	6,525	20.458,1	0,0	2.079,5	22.537,6
31-12-2025	317,7	203,0	252,5	0,0	160,0	43,92	279,2	43,92	0,0	6,499	11.092,4	0,0	1.039,7	12.132,1
31-07-2026	13,6	0,0	12,1	0,0	0,0	42,81	12,1	42,81	0,0	0,000	518,4	0,0	0,0	518,4
SUBTOTAL	3.465,0	2.422,4	2.739,1	0,0	1.903,2	40,58	3.056,3	40,58	0,0	6,564	111.154,2	0,0	12.492,9	123.647,1
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.465,0	2.422,4	2.739,1	0,0	1.903,2	40,58	3.056,3	40,58	0,0	6,564	111.154,2	0,0	12.492,9	123.647,1
PROD CUM	34.452,6	63.702,6												
FINAL	37.917,6	66.125,0												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS		DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		RECEITA LÍQUIDA FUTURA		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL		
	BRUTA	LÍQUIDO	IMPOSTOS PRODUÇÃO M\$	DAR VALOR M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	SEM DESCONTO M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$	
31-12-2021	133	133,0	2.410,0	0,0	0,0	0,0	25.716,7	5.617,6	8,000	5.410,0	726,4
31-12-2022	132	132,0	2.075,8	0,0	0,0	0,0	25.349,7	1.684,2	12,000	6.901,1	1.365,6
31-12-2023	131	131,0	1.823,2	0,0	0,0	0,0	25.030,6	-1.248,7	15,000	5.938,4	1.769,1
31-12-2024	129	129,0	1.601,9	0,0	0,0	0,0	24.746,2	-3.810,5	20,000	3.223,7	2.324,9
31-12-2025	127	127,0	833,1	0,0	0,0	0,0	14.573,8	-3.274,8	25,000	1.051,1	2.763,9
31-07-2026	4	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	500,7	17,7	30,000	3.112,0	3.609,3
SUBTOTAL			8.744,0	0,0	0,0	0,0	115.917,6	-1.014,5	60,000	4.121,9	4.121,9
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,000	0,000	0,000
TOTAL DE 5,6 ANOS			8.744,0	0,0	0,0	0,0	115.917,6	-1.014,5	100,000	4.310,0	4.310,0

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECONCAVO
LESTE DO BRASIL

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS A PRODUZIR

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			TOTAL M\$	
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	MCF	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	MCF	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$		
31-12-2021	249,7	90,3		193,3	0,0	69,6	49,03		0,0	6,935	9,477,8	0,0	482,9	9.960,7
31-12-2022	405,9	156,2		314,6	0,0	120,4	47,83		0,0	7,039	15,047,6	0,0	847,4	15.895,0
31-12-2023	439,7	157,7		341,2	0,0	121,6	47,28		0,0	7,068	16.130,8	0,0	859,4	16.990,3
31-12-2024	437,3	220,4		339,4	0,0	169,9	47,06		0,0	7,089	15.968,9	0,0	1.204,7	17.173,5
31-12-2025	232,4	140,7		180,4	0,0	108,5	46,91		0,0	7,162	8.463,8	0,0	777,0	9.240,8
31-07-2026	1,9	0,0		1,7	0,0	0,0	42,81		0,0	0,000	71,1	0,0	0,0	71,1
SUBTOTAL	1.786,9	785,4		1.370,5	0,0	590,0	47,54		0,0	7,070	65.159,9	0,0	4.171,5	69.331,4
RESTANTE	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,00		0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1.786,9	785,4		1.370,5	0,0	590,0	47,54		0,0	7,070	65.159,9	0,0	4.171,5	69.331,4
PROD CUM	62.384,3	83.169,6												
FINAL	64.151,2	83.935,0												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	CONCLUSÕES ATIVAS		DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		RECEITA LÍQUIDA FUTURA		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL	
	BRUTA	LÍQUIDA	PRODUÇÃO M\$	IMPOSTOS DAR VALOR M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	SEM DESCONTO M\$	TAXA DE DESC %	VALOR ATUAL M\$
31-12-2021	33	33,0	742,1	0,0	7.183,6	0,0	2.816,8	-781,8	8,000	20.687,7
31-12-2022	54	54,0	1.181,4	0,0	3.203,7	0,0	4.735,0	6.774,9	12,000	18.601,1
31-12-2023	67	67,0	1.254,2	0,0	2.460,8	0,0	5.234,2	8.041,0	15,000	17.224,7
31-12-2024	81	81,0	1.267,9	0,0	3.181,0	0,0	5.698,1	7.026,6	20,000	15.228,8
31-12-2025	82	82,0	678,4	0,0	179,8	0,0	3.483,0	4.899,6	25,000	13.540,2
31-07-2026	1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	61,5	9,6	30,000	12.099,6
SUBTOTAL			5.123,9	0,0	16.208,9	0,0	22.028,6	25.969,9	40,000	9.788,5
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,000	6.671,2
TOTAL DE 5,6 ANOS			5.123,9	0,0	16.208,9	0,0	22.028,6	25.969,9	100,000	3.410,7

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECONCAVO
LESTE DO BRASIL

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF		ÓLEO MBBL	GÁS MMCF		ÓLEO \$/BBL	ÓLEO \$/BBL	GÁS \$/MCF	LGN M\$	LGN M\$	GÁS M\$	
31-12-2021	78,3	40,2		60,5	31,0		48,94	48,94	6,867	0,0	0,0	212,6	3.174,8
31-12-2022	217,8	73,9		168,4	57,0		47,78	47,78	6,887	0,0	0,0	392,4	8.441,2
31-12-2023	331,8	92,3		256,7	71,1		47,32	47,32	6,864	0,0	0,0	488,2	12.632,6
31-12-2024	370,2	90,4		286,4	69,7		47,10	47,10	6,857	0,0	0,0	478,1	13.968,9
31-07-2025	203,1	49,2		157,1	37,9		46,98	46,98	6,862	0,0	0,0	260,3	7.642,9
SUBTOTAL	1.201,2	346,0		929,2	266,7		47,38	47,38	6,867	0,0	0,0	1.831,5	45.860,4
RESTANTE	0,0	0,0		0,0	0,0		0,00	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1.201,2	346,0		929,2	266,7		47,38	47,38	6,867	0,0	0,0	1.831,5	45.860,4
PROD CUM	2,8	1,7											
FINAL	1.204,0	347,6											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		CUSTO DE ABANDONO		DESPESA OPERACIONAL		SEM DESCONTO		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL	
	IMPOSTOS PRODUÇÃO M\$	DAR VALOR M\$	CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	OPERACIONAL M\$	TERMINO DO M\$	CUM M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA M\$	CUM M\$	
31-12-2021	236,5	0,0	5.223,9	0,0	329,7	-2.615,3	-2.615,3	-2.555,8	8,000	4.680,2	4.680,2	
31-12-2022	628,9	0,0	8.648,6	0,0	987,3	-1.823,6	-4.438,9	-4.221,6	12,000	3.615,4	3.615,4	
31-12-2023	941,1	0,0	9.065,6	0,0	1.769,9	856,0	-3.582,9	-3.598,9	15,000	2.935,4	2.935,4	
31-12-2024	1.040,7	0,0	3.937,9	0,0	2.238,1	6.752,2	3.169,4	1.217,9	20,000	1.985,2	1.985,2	
31-07-2025	569,4	0,0	1.373,1	0,0	1.342,5	4.357,9	7.527,3	4.123,1	25,000	1.219,4	1.219,4	
									30,000	598,0	598,0	
									40,000	-325,7	-325,7	
									60,000	-1.385,2	-1.385,2	
									80,000	-1.896,1	-1.896,1	
									100,000	-2.144,5	-2.144,5	
SUBTOTAL	3.416,6	0,0	28.249,1	0,0	6.667,4	7.527,3	7.527,3	4.123,1				
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
TOTAL DE 4,6 ANOS	3.416,6	0,0	28.249,1	0,0	6.667,4	7.527,3	7.527,3	4.123,1				

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECONCAVO
LESTE DO BRASIL

RESERVAS PROVÁVEIS

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			TOTAL M\$
	ÓLEO MBBL	GAS MMCF	MCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GAS MMCF	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GAS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GAS M\$	
31-12-2021	21,8	8,0	16,8	0,0	6,2	17,8	49,16	0,0	6,649	825,0	0,0	40,9	865,9
31-12-2022	64,6	15,4	50,1	0,0	11,9	52,0	47,76	0,0	6,649	2.390,5	0,0	78,9	2.469,4
31-12-2023	109,5	34,2	84,9	0,0	26,3	89,3	47,32	0,0	7,255	4.017,4	0,0	191,0	4.208,5
31-12-2024	215,4	151,0	166,6	0,0	116,4	186,0	47,09	0,0	7,106	7.843,7	0,0	827,3	8.671,0
31-12-2025	154,8	108,1	119,7	0,0	83,3	133,6	46,98	0,0	7,144	5.624,3	0,0	595,1	6.219,5
31-07-2026	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	42,81	0,0	0,000	2,9	0,0	0,0	2,9

SUBTOTAL	566,2	316,6	438,1	0,0	244,1	478,8	47,26	0,0	7,101	20.703,8	0,0	1.733,3	22.437,1
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	566,2	316,6	438,1	0,0	244,1	478,8	47,26	0,0	7,101	20.703,8	0,0	1.733,3	22.437,1
PROD CUM	58,1	13,4											
FINAL	624,4	330,0											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		RECEITA LÍQUIDA FUTURA		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL	
	IMPOSTOS PRODUÇÃO M\$	DAR VALOR M\$	CUSTO DE CAPITAL M\$	SEM DESCONTO M\$	TERMINO DO M\$	CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$
31-12-2021	64,5	0,0	261,5	452,2	87,6	452,2	8,000	5.531,1
31-12-2022	184,0	0,0	2.770,2	-781,8	297,0	-329,5	12,000	4.781,1
31-12-2023	313,5	0,0	2.811,5	488,0	595,4	156,5	15,000	4.301,8
31-12-2024	646,0	0,0	3.677,2	3.317,5	1.030,3	3.475,9	20,000	3.631,2
31-12-2025	463,3	0,0	915,7	4.060,0	780,5	7.535,9	25,000	3.089,0
31-07-2026	0,0	0,0	0,0	2,8	0,1	7.538,7	30,000	2.646,9
							40,000	1.982,8
							60,000	1.195,3
							80,000	783,0
							100,000	551,6

SUBTOTAL	1.671,3	0,0	10.436,2	7.538,7	2.790,9	7.538,7		5.138,7
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		5.138,7
TOTAL DE 5,6 ANOS	1.671,3	0,0	10.436,2	7.538,7	2.790,9	7.538,7		5.138,7

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS POSSÍVEIS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECONCAVO
LESTE DO BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			TOTAL M\$	
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO \$/BBL	EQUIV MBOE	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$		GÁS M\$
31-12-2021	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	48,74	0,0	48,74	0,0	6,649	-1,7	0,0	0,3	-1,5
31-12-2022	0,3	3,6	0,2	0,0	2,8	47,35	0,7	47,35	0,0	7,931	10,9	0,0	22,1	33,1
31-12-2023	13,4	14,4	10,4	0,0	11,1	46,84	12,3	46,84	0,0	7,801	488,8	0,0	86,8	575,6
31-12-2024	32,5	16,6	25,4	0,0	12,8	46,64	27,5	46,64	0,0	7,507	1,185,5	0,0	95,8	1,281,3
31-12-2025	28,2	15,1	22,0	0,0	11,7	46,53	24,0	46,53	0,0	7,580	1,025,7	0,0	88,3	1,114,0
31-12-2026	22,9	22,9	20,3	0,0	20,3	42,81	0,0	42,81	0,0	0,000	870,8	0,0	0,0	870,8
31-12-2027	64,5	0,0	57,4	0,0	0,0	42,79	57,4	42,79	0,0	0,000	2,457,7	0,0	0,0	2,457,7
31-12-2028	89,2	0,0	79,4	0,0	0,0	42,77	79,4	42,77	0,0	0,000	3,395,8	0,0	0,0	3,395,8
31-12-2029	95,1	0,0	84,6	0,0	0,0	42,77	84,6	42,77	0,0	0,000	3,619,7	0,0	0,0	3,619,7
31-12-2030	102,5	0,0	91,3	0,0	0,0	42,77	91,3	42,77	0,0	0,000	3,903,6	0,0	0,0	3,903,6

SUBTOTAL	448,5	49,8	391,2	0,0	38,4	43,35	397,5	43,35	0,0	7,644	16,956,7	0,0	293,3	17,250,1
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	448,5	49,8	391,2	0,0	38,4	43,35	397,5	43,35	0,0	7,644	16,956,7	0,0	293,3	17,250,1
PROD CUM	17,9	14,9												
FINAL	466,4	64,7												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS		IMPOSTOS		DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS		CUSTO DE ABANDONO		DESPESA OPERACIONAL		SEM DESCONTO		DESC DE 10%		PERFIL DE VALOR ATUAL	
	BRUTA	LÍQUIDO	PRODUÇÃO M\$	DAR VALOR M\$	CAPITAL M\$	CUSTO DE ABANDONO M\$	DESPESA OPERACIONAL M\$	TERMINO DO M\$	CUM M\$	TERMINO DO M\$	CUM M\$	DESC DE 10% CUM M\$	TAXA DE DESC %	VA CUM M\$	VA CUM M\$	
31-12-2021	0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	8,000	1,137,7	1,137,7	
31-12-2022	1	1,0	2,5	0,0	114,4	0,0	16,9	-100,7	-101,7	-101,7	-101,7	-86,8	12,000	770,3	770,3	
31-12-2023	2	2,0	39,5	0,0	437,0	0,0	119,4	-20,4	-122,1	-122,1	-104,8	-104,8	15,000	580,7	580,7	
31-12-2024	3	3,0	86,5	0,0	294,2	0,0	228,3	672,3	550,2	380,0	380,0	380,0	20,000	370,5	370,5	
31-12-2025	3	3,0	75,4	0,0	163,5	0,0	217,1	658,1	1,208,3	814,1	814,1	814,1	25,000	243,7	243,7	
31-12-2026	2	2,0	0,0	0,0	1,442,3	0,0	492,3	-1,063,8	144,5	189,4	189,4	189,4	30,000	166,0	166,0	
31-12-2027	9	9,0	0,0	0,0	3,365,4	0,0	1,219,9	-2,127,7	-1,983,1	-974,1	-974,1	-974,1	40,000	87,3	87,3	
31-12-2028	11	11,0	0,0	0,0	2,115,4	0,0	1,370,5	-90,1	-2,073,2	-1,039,4	-1,039,4	-1,039,4	60,000	38,7	38,7	
31-12-2029	11	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,417,8	2,201,9	128,7	2,588,2	2,588,2	2,588,2	80,000	24,1	24,1	
31-12-2030	11	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,444,0	2,459,5	2,588,2	2,588,2	2,588,2	2,588,2	100,000	15,8	15,8	

SUBTOTAL			203,7	0,0	7,932,2	0,0	6,525,9	2,588,2	2,588,2	934,4	934,4	934,4				
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
TOTAL DE 10,0 ANOS			203,7	0,0	7,932,2	0,0	6,525,9	2,588,2	2,588,2	934,4	934,4	934,4				

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(I) **CARTA ADICIONAL CONSIDERANDO APRESENTAÇÃO DE TABELAS QUE MOSTRAM, POR ATIVO E TOTAL, (A) RESERVAS PROVADAS (1P) E RECURSOS CONTINGENTES DE BAIXA ESTIMATIVA (1C) E (B) RESERVAS PROVADAS + PROVÁVEIS (2P) E RECURSOS CONTINGENTES DE MELHOR ESTIMATIVA (2C), PREPARADA PELA NSAI**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 225

Eu, Cristina Gonzales, tradutora pública e intérprete comercial, certifico e dou fé, para os devidos fins, que me foi apresentado um documento no idioma INGLÊS, *em PDF*, que passo a traduzir para o vernáculo no seguinte teor:

[*Em papel timbrado da NSAI*]

6 de abril de 2021

PetroRecôncavo S.A.
Estrada de Vinte Mil, km 3,5
Estação São Roque
48280-000 Mata de São João – BA
Brasil

Prezados:

De acordo com sua solicitação, segue em anexo tabelas que mostram, por ativo e no total, (1) reservas provadas (1P) e recursos contingentes de baixa estimativa (1C) e (2) reservas provadas + prováveis (2P) e recursos contingentes de melhor estimativa (2C):

(a) Nossas estimativas de reservas, recursos contingentes e receitas futuras, em 31 de dezembro de 2020, da participação da Potiguar E&P S.A. em certas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para essas propriedades aqui demonstrados são os volumes estimados além dos termos dos prazos de validade dos contratos até os potenciais vencimentos dos contratos de prorrogação e dependem apenas da obtenção das prorrogações dos contratos. Essas estimativas também são apresentadas em nosso relatório de 20 de janeiro de 2021.

(b) Nossas estimativas de reservas e receitas futuras, em 31 de dezembro de 2020, da participação da PetroRecôncavo SA (PRSA) em certas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, leste do Brasil, e nossas estimativas de recursos contingentes e receitas futuras, em 31 de dezembro de 2020, para a participação da PRSA-Petrobras nessas propriedades. É nosso entendimento que em 23 de dezembro de 2020, a PRSA adquiriu a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é denominada neste documento como “participação PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é denominada neste documento “participação da PRSA-Petrobras”. Os recursos contingentes para essas propriedades aqui demonstrados são os volumes econômicos à participação da PRSA-Petrobras estimados para os potenciais vencimentos das prorrogações dos contratos além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimados para os vencimentos dos contratos e estão condicionados à obtenção das prorrogações dos contratos. Essas estimativas também são apresentadas em nosso relatório de 20 de janeiro de 2021.

(c) Nossas estimativas de reservas, recursos contingentes e receitas futuras, em 31 de dezembro de 2020, para a participação de Aquisição Potencial nas descobertas localizadas no Polo Miranga, Brasil. É nosso entendimento que a PRSA planeja adquirir tal participação nessas propriedades da Petrobras. Os recursos contingentes aqui demonstrados dependem da aquisição da participação da Petrobras pela PRSA, e uma parte dos recursos contingentes está condicionada à obtenção de prorrogação da concessão. Essas estimativas também são apresentadas em nosso relatório de 22 de fevereiro de 2021.

Os três relatórios mencionados nos itens acima são referidos coletivamente neste documento como nossos “Relatórios” e as participações combinadas de nossos relatórios são referidos coletivamente neste documento como “PRSA et al”. Reconhecemos por este meio que as informações incluídas nesta carta devem complementar e fazer parte de nossos Relatórios e devem ser lidas em conjunto com tais Relatórios, incluindo, mas não se limitando a, quaisquer informações gerais, definições, diretrizes,

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 226

parâmetros econômicos, suposições e notas de advertência incluídas em nossos relatórios, conforme aplicável.

As estimativas aqui apresentadas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos [*Petroleum Resources Management System*] (PRMS) de 2018 aprovado pela Associação de Engenheiros de Petróleo [*Society of Petroleum Engineers*]. Conforme apresentado no PRMS de 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes ou recursos prospectivos. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm vários graus de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; portanto, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma consideração ampla desses fatores. Conforme solicitado, a tabela anexa mostra a soma das reservas e recursos contingentes apresentados em nossos Relatórios sem ajustes por esses fatores. Tais valores são apresentados apenas por conveniência. Como em todos os aspectos de avaliação de petróleo e gás, existem incertezas inerentes à interpretação de dados de engenharia e geociência; portanto, nossas conclusões representam necessariamente apenas opiniões profissionais esclarecidas. Netherland, Sewell & Associates, Inc. realiza serviços de consultoria de engenharia de petróleo de acordo com o registro nº F-2699 do Conselho de Engenheiros Profissionais do Texas [*Texas Board of Professional Engineers*].

Consulte nossos Relatórios para uma discussão sobre os parâmetros econômicos usados para estimar as reservas e recursos contingentes aqui apresentados.

Atenciosamente,

[*assinatura*]

Philip S. (Scott) Frost, P.E. 88738

Vice-Presidente Sênior

[*Consta carimbo de P.S. Frost, Engenheiro Profissional Licenciado do Estado do Texas sob o nº 88738*]

PSF: JLC

Anexos

[*Consta logotipo da NSAI*]

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA POTIGUAR E&P S.A.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 227

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	3,037.8	3,361.7	3,598.0	16,726.2	2,704.3	3,024.6	3,208.4	16,392.9	2,409.6	2,677.5	2,855.9
12-31-2022	3,562.5	4,045.2	4,236.7	17,373.7	3,085.8	3,642.4	3,692.9	17,023.8	2,748.7	3,220.3	3,285.5
12-31-2023	3,918.6	4,255.0	4,627.8	18,768.8	3,380.4	3,826.0	4,018.1	18,453.8	3,010.5	3,384.7	3,574.7
12-31-2024	3,737.1	4,536.8	4,493.2	20,638.4	3,310.6	4,100.8	3,994.1	20,374.8	2,948.1	3,628.5	3,552.9
12-31-2025	2,615.7	2,849.0	3,090.5	14,082.3	2,282.2	2,562.0	2,709.3	13,867.4	2,032.2	2,260.2	2,408.9
12-31-2026	1,106.7	296.1	1,156.1	2,080.1	830.2	222.0	867.2	1,910.2	738.9	185.2	769.7
12-31-2027	879.7	255.3	922.3	1,943.8	666.6	195.1	699.1	1,801.2	593.3	162.9	620.4
12-31-2028	684.0	204.9	718.1	1,764.4	521.6	157.5	547.9	1,635.6	464.2	130.8	486.0
12-31-2029	541.1	166.9	568.9	1,627.8	415.4	129.1	436.9	1,507.1	369.7	106.5	387.5
12-31-2030	426.3	111.5	444.9	1,489.0	328.1	83.1	341.9	1,372.5	292.0	67.7	303.3
12-31-2031	345.3	91.1	360.4	1,408.1	267.6	68.2	279.0	1,294.5	238.2	55.0	247.3
12-31-2032	281.5	75.3	294.0	1,233.9	219.5	56.6	228.9	1,122.5	195.3	45.1	202.9
12-31-2033	194.1	52.6	202.9	948.6	151.9	39.7	158.6	857.0	135.2	31.2	140.4
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	21,330.2	20,301.5	24,713.8	100,085.3	18,164.4	18,107.1	21,182.2	97,613.3	16,176.0	15,955.7	18,835.3
PROD ACUM	128,563.9	190,920.7	180,384.0	5,797.0							
DEFINITIVO	149,894.1	211,222.2	185,097.8	105,882.3							

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	373	357	117,618.0	4,541.5	122,159.4	15,899.0	921.5	28,526.7	76,812.1	76,812.1	73,071.1	73,071.1
12-31-2022	399	380	124,604.1	5,337.3	129,941.4	20,111.7	931.5	29,907.2	78,991.1	155,803.2	68,597.5	141,658.6
12-31-2023	421	400	123,348.8	5,544.4	128,893.2	18,693.1	37.6	30,848.2	79,314.4	235,117.6	62,558.6	204,227.2
12-31-2024	446	425	120,475.4	5,914.9	126,391.3	8,952.3	224.0	31,418.3	85,796.8	320,914.4	61,501.4	265,728.6
12-31-2025	328	307	83,194.9	3,673.8	86,868.7	1,174.1	214.1	26,265.9	59,214.6	380,129.0	39,030.2	304,758.9
12-31-2026	92	71	31,911.9	300.9	32,212.7	1,831.4	204.1	8,858.5	21,318.6	401,447.6	12,646.9	317,405.7
12-31-2027	91	71	25,505.6	264.5	25,770.1	0.0	1.5	8,554.9	17,213.7	419,661.4	9,294.7	326,700.4
12-31-2028	88	69	19,897.1	212.3	20,109.4	0.0	7.6	8,257.8	11,844.0	430,505.4	5,815.0	332,515.4
12-31-2029	86	67	15,796.1	172.8	15,969.0	0.0	12.4	8,060.5	7,896.1	438,401.5	3,525.7	336,041.1
12-31-2030	78	60	12,458.9	109.8	12,568.7	0.0	12.4	7,548.7	5,007.6	443,409.1	2,034.0	338,075.1
12-31-2031	76	59	10,131.0	89.2	10,220.2	0.0	89.1	7,380.5	2,780.5	446,189.6	1,029.5	339,104.6
12-31-2032	73	56	8,287.4	73.3	8,360.7	0.0	267.2	6,836.9	1,256.6	447,446.2	427.8	339,532.4
12-31-2033	55	42	5,726.0	50.7	5,776.7	0.0	276.4	5,419.2	81.1	447,527.3	30.7	339,563.1
12-31-2034	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	193.4	0.0	-193.4	447,333.9	-51.1	339,512.0
TOTAL DE 12,83 ANOS			698,956.1	26,285.4	725,241.5	66,661.5	3,382.7	207,853.4	447,333.9	447,333.9	339,512.0	339,512.0

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de complementos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela I

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 228

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA POTIGUAR E&P S.A.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMBL	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMBL	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	3,8	2,9	4,3	90,5	3,8	2,6	4,3	90,5	3,4	2,3	3,8
12-31-2022	23,8	90,6	38,9	242,2	23,8	83,3	37,7	242,2	21,2	74,0	33,6
12-31-2023	89,1	269,8	134,1	641,8	89,1	248,2	130,5	641,8	79,4	220,6	116,1
12-31-2024	297,8	643,7	405,1	1.879,4	297,8	592,2	396,5	1.879,4	265,2	526,4	353,0
12-31-2025	1.064,3	1.959,9	1.390,9	8.275,3	1.064,3	1.803,1	1.364,8	8.275,3	948,2	1.601,4	1.215,1
12-31-2026	2.103,6	3.903,2	2.754,1	19.008,6	2.103,6	3.590,9	2.702,1	19.008,6	1.873,9	3.187,3	2.405,1
12-31-2027	1.932,7	3.535,8	2.522,0	17.994,2	1.932,7	3.252,9	2.474,8	17.994,2	1.721,5	2.896,3	2.202,6
12-31-2028	1.717,9	3.064,8	2.238,7	17.109,9	1.717,9	2.819,6	2.187,8	17.109,9	1.530,2	2.501,0	1.947,0
12-31-2029	1.547,2	2.883,7	1.994,5	16.273,4	1.547,2	2.469,0	1.958,7	16.273,4	1.378,0	2.189,2	1.742,9
12-31-2030	1.406,0	2.409,7	1.807,7	15.528,0	1.406,0	2.216,9	1.775,5	15.528,0	1.252,3	1.965,2	1.579,8
12-31-2031	1.272,4	2.153,4	1.631,3	14.797,9	1.272,4	1.981,1	1.602,6	14.797,9	1.133,3	1.755,8	1.425,9
12-31-2032	1.157,0	1.931,5	1.478,9	13.998,7	1.157,0	1.776,9	1.453,1	13.998,7	1.030,5	1.574,5	1.292,9
12-31-2033	1.081,4	1.727,9	1.399,4	12.772,0	1.073,8	1.588,1	1.338,5	12.753,8	956,4	1.406,2	1.190,7
12-31-2034	1.115,4	1.594,9	1.381,2	11.999,2	1.077,2	1.459,1	1.320,4	11.924,3	959,3	1.289,0	1.174,1
12-31-2035	1.002,9	1.426,3	1.240,6	11.443,8	972,7	1.305,5	1.190,3	11.388,4	866,2	1.152,9	1.058,4
12-31-2036	887,6	1.281,6	1.101,2	10.295,3	865,8	1.174,0	1.061,4	10.253,5	771,0	1.036,8	943,8
12-31-2037	760,0	1.161,9	953,7	8.699,9	749,8	1.066,4	927,5	8.666,6	667,7	941,6	824,6
12-31-2038	688,5	1.046,3	862,9	8.090,1	680,2	960,4	840,2	8.066,8	605,7	847,8	746,9
12-31-2039	607,9	928,9	762,7	7.935,6	606,5	864,4	748,9	7.922,4	540,0	753,8	665,6
12-31-2040	548,5	829,8	686,8	7.790,9	548,0	763,4	675,3	7.783,7	487,9	673,3	600,1
12-31-2041	491,1	740,0	614,5	7.682,6	491,1	680,8	604,6	7.682,6	437,2	600,1	537,2
12-31-2042	409,7	594,5	508,8	6.660,0	409,7	546,9	500,8	6.660,0	364,6	481,4	444,9
12-31-2043	347,4	466,9	425,2	5.866,5	347,4	429,5	419,0	5.866,5	309,2	377,3	372,1
12-31-2044	312,8	415,5	382,1	5.295,8	312,8	382,2	376,5	5.295,8	278,4	335,5	334,3
12-31-2045	251,9	260,5	295,4	4.456,7	251,9	239,6	291,9	4.456,7	224,2	209,0	259,1
12-31-2046	220,4	194,7	252,8	4.160,7	220,4	179,1	250,2	4.160,7	196,2	155,4	222,0
12-31-2047	204,1	178,9	233,9	4.118,0	204,1	164,6	231,5	4.118,0	181,6	142,7	205,4
12-31-2048	110,8	95,9	126,8	2.247,3	110,8	88,2	125,5	2.247,3	98,6	76,4	111,3
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	21.656,1	35.593,3	27.588,3	245.352,4	21.637,8	32.719,5	26.991,0	245.085,0	19.181,2	28.963,0	24.008,4

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	1,3	1,3	140,6	3,8	144,4	3.859,0	-921,6	48,5	-2.841,5	-2.841,5	-2.721,6	-2.721,6
12-31-2022	3,3	3,3	847,5	122,4	970,0	2.153,8	-931,5	145,9	-398,4	-3.239,9	-389,7	-3.111,3
12-31-2023	9,6	9,6	3.127,8	361,1	3.488,9	9.344,2	-37,6	419,5	-6.237,2	-9.477,1	-4.862,2	-7.973,4
12-31-2024	29,3	29,3	10.400,6	857,8	11.258,4	20.274,4	1.600,6	1.264,7	-11.881,3	-21.358,4	-8.443,3	-16.418,7
12-31-2025	169,1	169,0	37.076,7	2.603,0	39.679,7	7.885,4	1.298,7	6.600,3	23.915,2	2.556,8	15.187,0	-1.229,7
12-31-2026	408,8	408,8	73.216,6	5.176,9	78.393,5	4.711,5	1.228,2	23.527,4	48.926,5	51.483,3	29.117,0	27.887,3
12-31-2027	409,9	409,9	67.243,1	4.686,2	71.929,3	0,0	1.430,9	23.353,6	47.144,8	98.828,1	25.446,3	53.336,6
12-31-2028	401,7	401,7	59.745,5	4.058,8	63.804,3	711,5	1.424,7	22.908,5	38.761,6	137.386,7	19.040,9	72.377,5
12-31-2029	391,8	391,8	53.794,6	3.552,8	57.337,4	865,4	1.420,0	22.395,6	32.856,5	170.046,2	14.586,3	86.963,8
12-31-2030	384,3	384,3	48.877,3	3.189,3	52.066,6	0,0	1.386,8	20.664,4	30.015,4	200.081,6	12.181,9	99.145,7
12-31-2031	375,9	375,9	44.230,8	2.849,4	47.080,2	0,0	1.310,0	20.338,4	25.431,8	225.493,4	9.385,2	106.530,8
12-31-2032	367,8	367,8	40.218,5	2.555,2	42.773,7	0,0	1.222,3	19.897,5	21.753,9	247.247,3	7.296,3	115.829,1
12-31-2033	363,2	360,7	37.407,5	2.282,0	39.689,5	0,0	1.113,2	20.367,8	18.208,6	265.455,9	5.566,4	121.386,6
12-31-2034	375,3	362,5	37.850,4	2.091,9	39.942,3	0,0	1.071,0	24.226,7	14.644,7	280.100,5	4.066,7	125.452,3
12-31-2035	358,3	346,9	34.135,3	1.871,0	36.006,4	0,0	1.262,5	23.635,0	11.108,8	291.206,4	2.810,1	128.262,4
12-31-2036	331,1	322,5	30.332,4	1.682,5	32.014,9	0,0	1.262,5	21.962,6	8.789,8	299.996,2	2.024,5	130.286,9
12-31-2037	285,9	282,3	26.183,1	1.528,1	27.711,3	0,0	1.262,5	20.122,2	6.326,6	306.325,7	1.328,2	131.616,0
12-31-2038	271,2	268,1	23.740,9	1.375,8	25.116,7	0,0	1.251,3	18.086,3	5.779,1	312.104,8	1.103,7	132.718,7
12-31-2039	255,3	254,6	21.087,9	1.223,3	22.311,3	0,0	1.251,3	17.123,5	3.936,4	316.041,3	868,9	133.405,6
12-31-2040	238,3	238,0	19.046,0	1.062,6	20.138,7	0,0	1.251,3	16.547,6	2.339,7	318.381,0	375,1	133.780,7
12-31-2041	215,7	215,7	17.063,3	974,0	18.037,3	0,0	1.251,3	15.981,7	924,2	319.305,2	140,2	133.920,9
12-31-2042	169,9	169,9	14.231,9	781,3	15.013,2	0,0	1.251,3	12.807,1	954,7	320.256,9	131,7	134.052,6
12-31-2043	136,6	136,6	12.067,1	612,3	12.679,4	0,0	1.226,9	10.677,6	575,0	320.834,9	74,4	134.127,0
12-31-2044	128,2	128,2	10.866,3	544,5	11.410,8	0,0	1.027,3	9.272,8	1.111,0	321.945,9	123,8	134.250,8
12-31-2045	92,8	92,8	8.751,6	339,2	9.090,8	0,0	1.027,3	8.159,5	-96,0	321.849,9	-4,1	134.246,7
12-31-2046	79,3	79,3	7.655,8	252,2	7.908,0	0,0	848,0	7.104,1	-44,1	321.805,7	-0,3	134.246,5
12-31-2047	77,9	77,9	7.088,8	231,6	7.320,4	0,0	809,2	7.055,1	-544,0	321.261,8	-0,4	134.206,0
12-31-2048	44,4	44,4	3.848,6	124,0	3.972,7	0,0	781,6	4.056,0	-864,0	320.396,9	-80,5	134.145,5
TOTAL DE 27,58 ANOS			750.266,7	47.023,3	797.289,9	49.785,4	28.280,0	398.827,7	320.396,9	320.396,9	134.145,5	134.145,5

Rua Pereira Estéfano, nº 114 - conjunto 310
04144-070 São Paulo, SP
+55 (11) 3384-8550 / +55 (11) 99153-0636
cristina@aliancetraducoes.com.br

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 229

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela II

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA POTIGUAR E&P S.A.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS + ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS+ RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	3,041.6	3,364.6	3,602.4	16,816.8	2,708.1	3,027.2	3,212.7	16,483.5	2,413.1	2,679.8	2,859.7
12-31-2022	3,586.3	4,135.8	4,275.6	17,616.0	3,109.7	3,725.8	3,730.6	17,266.0	2,770.0	3,294.2	3,319.0
12-31-2023	4,007.7	4,524.8	4,761.9	19,410.6	3,469.6	4,074.2	4,148.6	19,095.5	3,089.9	3,605.3	3,690.8
12-31-2024	4,034.9	5,180.6	4,898.4	22,517.8	3,608.5	4,693.1	4,390.6	22,254.1	3,213.3	4,154.9	3,905.8
12-31-2025	3,679.9	4,808.9	4,461.4	22,357.7	3,346.5	4,365.2	4,074.0	22,142.8	2,980.3	3,861.7	3,623.9
12-31-2026	3,210.3	4,199.3	3,910.2	21,086.7	2,933.8	3,813.0	3,569.3	20,916.7	2,612.7	3,372.5	3,174.8
12-31-2027	2,812.4	3,791.1	3,444.3	19,938.1	2,599.3	3,448.0	3,173.9	19,795.4	2,314.8	3,049.2	2,823.0
12-31-2028	2,401.9	3,269.8	2,946.8	18,874.2	2,239.5	2,977.2	2,735.7	18,745.5	1,994.4	2,631.8	2,433.0
12-31-2029	2,088.3	2,850.7	2,563.4	17,901.2	1,962.6	2,598.2	2,395.6	17,780.5	1,747.7	2,295.7	2,130.4
12-31-2030	1,832.3	2,521.2	2,252.5	17,017.0	1,734.1	2,300.0	2,117.5	16,900.5	1,544.3	2,032.9	1,883.1
12-31-2031	1,617.6	2,244.5	1,991.7	16,206.0	1,540.0	2,049.3	1,881.5	16,092.4	1,371.4	1,810.7	1,673.2
12-31-2032	1,438.5	2,006.8	1,772.9	15,232.6	1,376.5	1,833.6	1,682.1	15,121.2	1,225.8	1,619.6	1,495.7
12-31-2033	1,275.5	1,780.5	1,572.3	13,720.6	1,225.8	1,627.8	1,497.1	13,610.9	1,091.6	1,437.4	1,331.2
12-31-2034	1,115.4	1,594.9	1,381.2	11,999.2	1,077.2	1,459.1	1,320.4	11,924.3	959.3	1,289.0	1,174.1
12-31-2035	1,002.9	1,426.3	1,240.6	11,443.8	972.7	1,305.5	1,190.3	11,388.4	866.2	1,152.9	1,058.4
12-31-2036	887.6	1,281.6	1,101.2	10,295.3	865.8	1,174.0	1,061.4	10,253.5	771.0	1,036.8	943.8
12-31-2037	760.0	1,161.9	953.7	8,699.9	749.8	1,066.4	927.5	8,666.6	667.7	941.6	824.6
12-31-2038	688.5	1,046.3	862.9	8,090.1	680.2	960.4	840.2	8,066.8	605.7	847.8	746.9
12-31-2039	607.9	928.9	762.7	7,935.6	606.5	854.4	748.9	7,922.4	540.0	753.8	665.6
12-31-2040	548.5	829.8	686.8	7,790.9	548.0	763.4	675.3	7,783.7	487.9	673.3	600.1
12-31-2041	491.1	740.0	614.5	7,682.6	491.1	680.8	604.6	7,682.6	437.2	600.1	537.2
12-31-2042	409.7	594.5	508.8	6,660.0	409.7	546.9	500.8	6,660.0	364.6	481.4	444.9
12-31-2043	347.4	466.9	425.2	5,866.5	347.4	429.5	419.0	5,866.5	309.2	377.3	372.1
12-31-2044	312.8	415.5	382.1	5,295.8	312.8	382.2	376.5	5,295.8	278.4	335.5	334.3
12-31-2045	251.9	260.5	295.4	4,456.7	251.9	239.6	291.9	4,456.7	224.2	209.0	259.1
12-31-2046	220.4	194.7	252.8	4,160.7	220.4	179.1	250.2	4,160.7	196.2	155.4	222.0
12-31-2047	204.1	178.9	233.9	4,118.0	204.1	164.6	231.5	4,118.0	181.6	142.7	205.4
12-31-2048	110.8	95.9	126.8	2,247.3	110.8	88.2	125.5	2,247.3	98.6	76.4	111.3

Rua Pereira Estéfano, nº 114 - conjunto 310
04144-070 São Paulo, SP
+55 (11) 3384-8550 / +55 (11) 99153-0636
cristina@aliancetraducoes.com.br

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 230

TOTAL	42,986.3	55,894.9	52,302.1	345,437.7	39,702.1	50,825.6	48,173.2	342,698.2	35,357.2	44,918.7	42,843.6	
PROD ACUM	128,563.9	190,920.7	160,384.0	5,797.0								
DEFINITIVO	171,550.2	246,815.6	212,686.1	351,234.7								
PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽¹⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	374	358	117,758.5	4,545.3	122,303.8	19,758.0	0.0	28,575.2	73,970.6	73,970.6	70,349.6	70,349.6
12-31-2022	402	384	125,451.7	5,459.7	130,911.4	22,265.5	0.0	30,053.1	78,592.7	152,563.4	68,207.8	138,557.4
12-31-2023	431	409	126,476.6	5,905.5	132,382.1	28,037.3	0.0	31,267.6	73,077.1	225,640.5	57,696.4	196,253.7
12-31-2024	475	454	130,877.0	6,772.8	137,649.8	29,226.7	1,824.5	32,683.0	73,915.6	299,556.0	53,058.2	249,311.9
12-31-2025	497	476	120,271.6	6,276.8	126,548.3	9,039.5	1,512.8	32,866.3	83,129.8	382,685.8	54,217.2	303,529.1
12-31-2026	501	480	105,128.5	5,477.8	110,606.3	6,543.0	1,432.3	32,385.9	70,245.1	452,930.9	41,763.9	345,293.0
12-31-2027	501	481	92,748.6	4,950.8	97,699.4	0.0	1,432.3	31,908.5	64,358.6	517,289.5	34,744.0	380,037.0
12-31-2028	490	470	79,642.6	4,271.1	83,913.7	711.5	1,432.3	31,164.2	50,605.6	567,895.1	24,855.8	404,892.9
12-31-2029	478	459	69,580.7	3,725.7	73,306.4	865.4	1,432.3	30,456.1	40,552.6	608,447.7	18,112.0	423,004.9
12-31-2030	462	444	61,336.1	3,299.2	64,635.3	0.0	1,399.1	28,213.1	35,023.0	643,470.8	14,215.8	437,220.7
12-31-2031	452	435	54,361.8	2,938.6	57,300.4	0.0	1,399.1	27,689.0	28,212.3	671,683.0	10,414.7	447,635.4
12-31-2032	440	424	48,506.0	2,628.5	51,134.4	0.0	1,389.5	26,734.4	23,010.5	694,693.5	7,726.1	455,361.5
12-31-2033	418	403	43,133.5	2,332.8	45,466.2	0.0	1,389.5	25,787.0	18,289.7	712,983.2	5,587.2	460,948.7
12-31-2034	375	363	37,850.4	2,091.9	39,942.3	0.0	1,264.4	24,226.7	14,451.2	727,434.4	4,015.6	464,964.3
12-31-2035	358	347	34,135.3	1,871.0	36,006.4	0.0	1,262.5	23,635.0	11,108.8	738,543.3	2,810.1	467,774.4
12-31-2036	331	322	30,332.4	1,682.5	32,014.9	0.0	1,262.5	21,962.6	8,789.8	747,333.0	2,024.5	469,798.9
12-31-2037	286	282	26,183.1	1,528.1	27,711.3	0.0	1,262.5	20,122.2	6,326.6	753,659.6	1,328.2	471,127.0
12-31-2038	271	268	23,740.9	1,375.8	25,116.7	0.0	1,251.3	18,086.3	5,779.1	759,438.7	1,103.7	472,230.7
12-31-2039	255	255	21,087.9	1,223.3	22,311.3	0.0	1,251.3	17,123.5	3,936.4	763,375.2	686.9	472,917.6
12-31-2040	238	238	19,046.0	1,092.6	20,138.7	0.0	1,251.3	16,547.6	2,339.7	765,714.9	375.1	473,292.7
12-31-2041	216	216	17,063.3	974.0	18,037.2	0.0	1,251.3	15,861.7	924.2	766,639.1	140.2	473,432.9
12-31-2042	170	170	14,231.9	781.3	15,013.2	0.0	1,251.3	12,807.1	954.7	767,593.8	131.7	473,564.6
12-31-2043	136	136	12,067.1	612.3	12,679.4	0.0	1,226.9	10,877.6	575.0	768,168.8	74.4	473,639.0
12-31-2044	126	126	10,866.3	544.5	11,410.8	0.0	1,027.3	9,272.6	1,111.0	769,279.8	123.8	473,762.8
12-31-2045	93	93	8,751.6	339.2	9,090.8	0.0	1,027.3	8,159.5	-96.0	769,183.8	-4.1	473,758.7
12-31-2046	79	79	7,655.8	252.2	7,908.0	0.0	848.0	7,104.1	-44.1	769,139.6	-0.3	473,758.5
12-31-2047	78	78	7,088.8	231.6	7,320.4	0.0	809.2	7,055.1	-544.0	768,595.7	-40.4	473,718.1
12-31-2048	44	44	3,848.6	124.0	3,972.7	0.0	781.6	4,056.0	-864.9	767,730.8	-60.5	473,657.5
TOTAL DE 27,58 ANOS			1,449,222.7	73,308.7	1,522,531.4	116,446.8	31,672.8	606,681.0	767,730.8	767,730.8	473,657.5	473,657.5

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de complementos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 231

aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela III

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA POTIGUAR E&P S.A.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P)

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	3,181.1	3,562.1	3,754.8	17,078.9	2,813.4	3,206.3	3,347.7	16,900.0	2,506.7	2,835.1	2,979.3
12-31-2022	3,855.1	4,561.0	4,815.3	18,038.4	3,331.5	4,108.4	4,016.2	18,053.1	2,967.7	3,625.7	3,572.0
12-31-2023	4,282.8	4,936.2	5,085.5	19,660.8	3,694.8	4,445.3	4,425.7	20,368.8	3,282.0	3,930.9	3,937.1
12-31-2024	4,157.8	5,201.2	5,024.6	21,775.1	3,671.9	4,701.1	4,455.4	24,653.1	3,270.1	4,158.2	3,963.2
12-31-2025	3,323.0	3,314.1	3,876.3	16,008.2	2,831.2	2,067.0	3,326.7	26,396.7	2,620.0	2,615.7	2,066.0
12-31-2026	2,500.7	466.0	2,578.2	2,634.3	1,850.0	334.3	1,905.7	24,423.1	1,646.5	278.3	1,692.9
12-31-2027	2,093.3	403.6	2,180.6	2,451.7	1,563.2	295.2	1,612.4	23,519.6	1,391.2	241.2	1,431.4
12-31-2028	1,758.6	340.0	1,815.3	2,258.5	1,322.8	249.9	1,364.4	22,480.5	1,177.3	198.2	1,210.3
12-31-2029	1,307.1	265.5	1,351.4	2,017.8	987.5	196.7	1,020.3	21,398.5	878.9	154.7	904.7
12-31-2030	983.3	164.8	1,014.1	1,807.3	745.3	133.5	767.0	20,301.5	693.3	102.7	690.4
12-31-2031	756.3	145.8	780.6	1,675.0	576.8	105.9	584.4	19,239.4	513.3	80.6	526.8
12-31-2032	589.7	117.0	609.2	1,464.7	452.7	85.6	467.0	18,051.4	402.9	64.1	413.6
12-31-2033	432.9	85.7	447.2	1,172.6	335.3	63.1	345.9	16,475.0	298.5	45.3	306.0
12-31-2034	175.0	25.5	179.3	248.5	140.1	18.9	143.3	15,701.7	124.7	8.9	126.2
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	29,356.8	23,607.4	33,291.4	107,379.8	24,306.5	20,911.3	27,791.7	286,951.6	21,644.1	18,339.8	24,700.7
	128,577.5	192,362.2	160,637.8	5,797.0							
	157,934.3	215,969.6	193,929.3	113,176.8							

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAÇÃO ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽¹⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	385	369	121,731.8	4,808.4	126,540.2	21,168.4	921.6	29,000.3	75,449.8	75,449.8	71,728.9	71,728.9
12-31-2022	438	417	133,818.5	6,008.9	139,827.4	22,970.5	931.5	31,257.7	84,667.8	160,117.6	73,507.0	145,235.9
12-31-2023	478	454	134,429.6	6,439.2	140,868.8	20,435.9	37.6	32,760.8	87,634.5	247,752.2	69,113.4	214,349.3
12-31-2024	520	496	133,656.1	6,778.5	140,434.6	12,805.3	224.0	33,901.4	93,704.0	341,456.2	67,145.7	281,494.9
12-31-2025	362	367	104,050.3	4,251.6	108,301.9	6,819.9	214.1	28,781.5	72,486.4	413,942.5	47,648.3	329,143.2
12-31-2026	126	97	71,891.8	452.1	72,343.8	6,317.8	204.1	11,324.2	54,497.6	468,440.2	32,283.8	361,427.0
12-31-2027	133	103	80,505.8	391.5	80,897.3	5,738.0	1.5	10,952.1	44,205.8	512,646.9	23,842.8	385,269.8
12-31-2028	138	108	51,023.5	321.7	51,345.1	1,644.8	7.6	10,640.1	39,052.6	551,698.5	19,163.9	404,433.7
12-31-2029	138	108	37,984.7	251.1	38,235.8	0.0	12.4	10,094.6	28,128.8	579,827.3	12,553.0	416,986.7
12-31-2030	130	100	28,610.3	166.6	28,776.9	0.0	12.4	9,326.1	16,438.5	599,265.8	7,886.6	424,873.3
12-31-2031	127	98	22,073.4	130.8	22,204.3	0.0	89.1	8,913.4	13,201.7	612,467.5	4,871.5	429,744.8
12-31-2032	123	95	17,269.8	104.1	17,373.9	0.0	267.2	8,260.4	8,846.2	621,313.7	2,971.4	432,716.2
12-31-2033	104	81	12,744.6	73.6	12,818.2	0.0	276.4	7,527.9	5,013.9	626,327.7	1,541.4	434,257.6
12-31-2034	38	31	5,274.7	14.5	5,289.2	0.0	193.4	4,884.6	211.2	626,538.9	63.2	434,320.9
TOTAL DE 13,83 ANOS			935,064.7	30,192.5	965,257.3	97,700.6	3,392.7	237,625.0	626,538.9	626,538.9	434,320.9	434,320.9

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 232

são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela IV

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA POTIGUAR E&P S.A.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBOE	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBOE	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	6.1	3.2	6.6	157.6	6.1	3.0	6.6	0.0	5.4	2.6	5.9
12-31-2022	28.0	91.0	43.1	369.0	28.0	83.7	41.9	0.0	24.9	74.2	37.3
12-31-2023	117.9	303.2	168.4	1,026.9	117.9	279.0	164.4	0.0	104.9	247.6	146.2
12-31-2024	377.5	756.9	503.6	3,147.4	377.5	696.3	493.5	0.0	336.2	618.0	439.2
12-31-2025	1,377.8	2,417.8	1,780.8	10,530.3	1,377.8	2,224.3	1,748.5	0.0	1,227.8	1,975.7	1,557.1
12-31-2026	2,698.0	4,989.8	3,529.7	22,047.1	2,698.0	4,590.7	3,463.1	0.0	2,404.0	4,077.2	3,083.5
12-31-2027	2,708.9	4,901.7	3,525.9	21,285.7	2,708.9	4,509.6	3,460.5	0.0	2,413.6	4,004.8	3,081.1
12-31-2028	2,416.1	4,141.5	3,106.3	20,414.5	2,416.1	3,810.2	3,051.1	0.0	2,152.8	3,382.1	2,716.5
12-31-2029	2,178.8	3,635.0	2,784.6	19,545.6	2,178.8	3,344.2	2,736.1	0.0	1,941.1	2,967.0	2,435.6
12-31-2030	1,946.4	3,199.8	2,479.7	18,641.9	1,946.4	2,943.8	2,437.0	0.0	1,734.0	2,611.1	2,169.2
12-31-2031	1,729.6	2,811.6	2,198.2	17,700.4	1,729.6	2,586.7	2,160.7	0.0	1,540.8	2,293.6	1,923.1
12-31-2032	1,554.8	2,496.0	1,970.8	16,714.2	1,554.8	2,296.3	1,937.5	0.0	1,385.1	2,036.6	1,724.4
12-31-2033	1,429.5	2,208.8	1,797.6	15,423.9	1,421.9	2,030.5	1,760.3	0.0	1,266.7	1,799.4	1,566.6
12-31-2034	1,457.3	2,016.1	1,793.4	15,536.7	1,413.1	1,845.8	1,720.7	0.0	1,258.7	1,633.6	1,530.9
12-31-2035	1,443.7	1,817.7	1,746.6	14,997.8	1,382.8	1,661.6	1,659.7	14,936.2	1,231.6	1,463.0	1,475.4
12-31-2036	1,288.7	1,599.8	1,535.4	13,808.2	1,223.6	1,463.7	1,467.6	13,561.7	1,089.8	1,288.4	1,304.5
12-31-2037	1,068.0	1,438.5	1,307.7	11,820.9	1,049.4	1,320.2	1,269.4	11,785.1	934.6	1,161.8	1,128.3
12-31-2038	957.4	1,284.2	1,171.4	10,977.9	943.1	1,178.8	1,139.5	10,952.8	839.9	1,036.9	1,012.7
12-31-2039	829.4	1,137.9	1,019.1	10,563.3	827.6	1,046.7	1,002.0	10,549.9	737.0	920.0	890.3
12-31-2040	747.4	1,020.4	917.5	10,246.7	746.9	938.8	903.4	10,239.5	665.1	824.8	802.6
12-31-2041	647.1	908.3	798.5	8,762.7	647.1	835.6	786.4	8,762.7	576.1	734.4	698.5
12-31-2042	530.2	713.4	649.1	7,422.6	530.2	656.4	639.6	7,422.6	472.0	575.5	567.9
12-31-2043	447.6	555.6	540.2	6,423.0	447.6	511.2	532.7	6,423.0	398.3	446.8	472.8
12-31-2044	406.4	496.4	489.1	5,828.2	406.4	456.7	482.5	5,828.2	361.7	398.9	428.2
12-31-2045	330.5	307.9	381.8	4,912.7	330.5	283.3	377.7	4,912.7	294.1	245.1	335.0
12-31-2046	288.9	228.6	327.0	4,580.3	288.9	210.3	323.9	4,580.3	257.1	180.6	287.2
12-31-2047	267.5	210.5	302.6	4,522.4	267.5	193.7	299.8	4,522.4	238.1	166.2	265.8
12-31-2048	231.3	177.1	260.8	4,001.7	231.3	162.9	258.4	4,001.7	205.8	140.0	229.2
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	29,490.6 0.0 29,490.6	45,868.7 0.0 45,868.7	37,135.4 0.0 37,135.4	301,209.4 0.0 301,209.4	29,267.6 0.0 29,267.6	42,163.7 0.0 42,163.7	36,324.8 0.0 36,324.8	118,478.6 0.0 118,478.6	26,067.3 0.0 26,067.3	37,304.8 0.0 37,304.8	32,314.8 0.0 32,314.8

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 233

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLETAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	2.3	2.3	222.3	4.3	226.6	3,997.5	-921.6	90.0	-2,939.3	-2,939.3	-2,821.4	-2,821.4
12-31-2022	4.3	4.3	994.2	122.9	1,117.0	2,153.8	-931.5	198.6	-304.0	-3,243.3	-308.5	-3,129.9
12-31-2023	13.7	13.7	4,136.0	405.3	4,541.3	10,661.5	-37.6	614.3	-6,697.0	-9,940.3	-5,248.8	-8,378.7
12-31-2024	38.4	38.3	13,181.9	1,007.1	14,189.0	22,728.3	1,600.6	1,759.6	-11,899.5	-21,839.8	-8,457.4	-16,636.1
12-31-2025	215.4	215.4	48,011.7	3,211.3	51,223.0	25,105.8	1,298.7	8,397.9	16,420.6	-5,419.2	10,285.2	-6,550.9
12-31-2026	528.8	528.8	93,929.9	6,822.3	100,552.2	23,978.8	1,228.2	27,627.3	47,717.9	42,298.7	28,473.8	21,922.9
12-31-2027	560.5	560.5	94,274.8	6,502.4	100,777.3	17,076.9	1,430.9	28,493.2	53,776.3	96,075.0	29,017.5	50,940.4
12-31-2028	568.6	568.6	94,055.1	5,488.8	99,543.9	9,173.1	1,424.7	28,494.9	50,451.2	146,526.2	24,787.6	75,727.9
12-31-2029	571.8	571.8	75,762.7	4,815.1	80,577.8	7,346.2	1,420.0	28,337.8	43,473.9	190,000.1	19,393.2	95,121.1
12-31-2030	565.3	565.3	67,678.0	4,237.5	71,915.5	1,615.4	1,386.8	28,578.9	42,334.4	232,334.5	17,199.9	112,321.1
12-31-2031	556.5	556.5	60,138.2	3,722.2	63,860.4	0.0	1,310.0	28,181.6	38,368.8	268,703.3	13,414.1	125,735.2
12-31-2032	548.2	548.2	54,059.9	3,303.5	57,363.4	0.0	1,122.3	25,636.5	30,604.6	299,307.9	10,261.9	135,997.1
12-31-2033	538.1	538.6	49,517.6	2,920.2	52,437.8	0.0	1,113.2	25,247.4	28,077.2	325,385.1	7,943.0	143,941.0
12-31-2034	578.8	563.6	49,608.0	2,651.1	52,259.1	0.0	1,071.0	28,637.1	24,249.0	349,634.1	6,723.0	150,664.0
12-31-2035	562.6	571.6	48,750.9	2,374.2	51,125.1	0.0	1,262.5	30,625.2	18,937.5	368,571.6	4,780.3	155,444.3
12-31-2036	556.5	541.2	43,044.0	2,090.8	45,134.8	0.0	1,262.5	29,072.2	14,800.1	383,371.7	3,400.2	158,844.5
12-31-2037	494.3	480.5	36,711.0	1,885.4	38,596.4	0.0	1,262.5	26,667.2	10,866.7	394,038.5	2,230.9	161,075.4
12-31-2038	469.2	462.4	32,961.7	1,682.7	34,644.4	0.0	1,251.3	24,262.3	9,110.8	403,149.3	1,733.8	162,809.2
12-31-2039	432.8	431.8	28,782.5	1,493.1	30,275.6	0.0	1,251.3	22,762.1	6,262.2	409,411.5	1,086.9	163,896.1
12-31-2040	409.6	409.3	25,961.2	1,338.5	27,299.7	0.0	1,251.3	21,662.4	4,066.0	413,477.6	645.0	164,541.1
12-31-2041	359.8	359.8	22,486.3	1,191.9	23,678.2	0.0	1,251.3	20,249.0	2,177.8	415,655.4	318.4	164,859.5
12-31-2042	275.3	275.3	18,422.3	934.0	19,356.3	0.0	1,251.3	18,004.2	2,100.7	417,756.1	279.2	165,138.6
12-31-2043	219.6	219.6	15,547.4	725.2	16,272.6	0.0	1,226.9	13,434.7	1,611.0	419,367.2	196.1	165,334.7
12-31-2044	209.9	209.9	14,117.4	647.3	14,764.7	0.0	1,027.3	11,818.6	1,918.8	421,286.0	210.0	165,544.7
12-31-2045	148.7	148.7	11,479.5	397.8	11,877.2	0.0	1,027.3	9,880.0	970.0	422,259.9	98.8	165,643.5
12-31-2046	123.8	123.8	10,034.4	293.1	10,327.5	0.0	848.0	8,484.3	995.2	423,251.1	91.3	165,734.9
12-31-2047	121.9	121.9	9,202.4	269.7	9,562.2	0.0	809.2	8,417.1	335.8	423,587.0	30.1	165,765.0
12-31-2048	105.9	105.9	8,034.2	227.2	8,261.5	0.0	781.6	7,669.7	-389.8	423,197.1	-25.4	165,739.6
TOTAL DE 28,00 ANOS			1,021,193.4	60,565.1	1,081,758.5	123,837.3	28,280.0	508,444.1	423,197.1	423,197.1	165,739.6	165,739.6

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela V

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA POTIGUAR E&P S.A.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DO RIACHO DA FORQUILHA
BRASIL

Cristina Gonzales
Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 234

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P) + MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES											
PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS+ RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MMBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMBL	ÓLEO MMBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMBL	ÓLEO MMBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	3.167,2	3.665,3	3.761,4	17.234,5	2.819,4	3.209,2	3.354,3	16.900,0	2.512,2	2.837,7	2.985,1
12-31-2022	3.883,1	4.852,0	4.858,4	18.407,4	3.356,5	4.182,1	4.058,2	18.053,1	2.962,6	3.700,0	3.808,3
12-31-2023	4.380,7	5.236,4	5.253,9	20.887,7	3.802,7	4.724,2	4.590,1	20.368,8	3.386,9	4.178,5	4.083,3
12-31-2024	4.535,2	5.958,1	5.528,2	24.922,5	4.049,4	5.397,5	4.948,9	24.853,1	3.606,3	4.776,2	4.402,3
12-31-2025	4.700,8	5.731,9	5.656,1	25.628,5	4.209,0	5.191,3	5.074,2	25.385,7	3.748,8	4.591,4	4.514,0
12-31-2026	5.198,8	5.454,8	6.107,9	24.881,4	4.548,0	4.925,0	5.388,8	24.423,1	4.050,5	4.355,5	4.776,4
12-31-2027	4.802,2	5.305,3	5.686,5	23.737,5	4.272,1	4.804,8	5.072,9	23.519,6	3.804,8	4.246,0	4.512,5
12-31-2028	4.174,7	4.481,5	4.921,6	22.073,0	3.738,9	4.060,1	4.415,5	22.480,5	3.330,0	3.580,3	3.926,8
12-31-2029	3.485,9	3.900,5	4.136,0	21.563,4	3.166,3	3.540,9	3.756,4	21.398,5	2.820,0	3.121,7	3.340,3
12-31-2030	2.929,6	3.384,6	3.493,7	20.449,3	2.691,7	3.077,4	3.204,6	20.301,5	2.367,3	2.713,8	2.846,6
12-31-2031	2.485,9	2.957,4	2.978,8	19.375,4	2.306,4	2.662,6	2.755,1	19.239,4	2.054,2	2.374,2	2.449,9
12-31-2032	2.144,5	2.613,0	2.580,0	18.178,9	2.007,5	2.381,9	2.404,5	18.051,4	1.788,0	2.099,7	2.138,0
12-31-2033	1.862,4	2.294,5	2.244,8	16.596,5	1.757,3	2.093,6	2.106,2	16.475,0	1.565,1	1.844,7	1.872,6
12-31-2034	1.632,4	2.041,8	1.972,6	15.785,2	1.563,3	1.884,8	1.884,0	15.701,7	1.383,4	1.642,5	1.657,2
12-31-2035	1.443,7	1.817,7	1.746,8	14.997,8	1.382,8	1.661,6	1.659,7	14.936,2	1.231,8	1.463,0	1.475,4
12-31-2036	1.268,7	1.599,8	1.535,4	13.608,2	1.223,6	1.463,7	1.467,6	13.561,7	1.089,8	1.288,4	1.304,5
12-31-2037	1.068,0	1.438,5	1.307,7	11.820,9	1.049,4	1.320,2	1.269,4	11.785,1	934,6	1.161,8	1.128,3
12-31-2038	957,4	1.284,2	1.171,4	10.977,9	943,1	1.178,8	1.139,5	10.952,8	839,9	1.036,9	1.012,7
12-31-2039	829,4	1.137,9	1.019,1	10.563,3	827,6	1.046,7	1.002,0	10.549,9	737,0	920,0	890,3
12-31-2040	747,4	1.020,4	917,5	10.246,7	746,9	938,8	903,4	10.239,5	665,1	824,8	802,6
12-31-2041	647,1	908,3	798,5	8.762,7	647,1	835,6	786,4	8.762,7	576,1	734,4	696,5
12-31-2042	530,2	713,4	649,1	7.422,6	530,2	656,4	639,6	7.422,6	472,0	575,5	567,9
12-31-2043	447,6	556,0	540,2	6.423,0	447,6	511,2	532,7	6.423,0	368,3	446,8	472,8
12-31-2044	406,4	496,4	489,1	5.828,2	406,4	456,7	482,5	5.828,2	361,7	398,9	428,2
12-31-2045	330,5	307,9	381,8	4.912,7	330,5	283,3	377,7	4.912,7	294,1	245,1	335,0
12-31-2046	288,9	228,6	327,0	4.580,3	288,9	210,3	323,9	4.580,3	257,1	180,6	287,2
12-31-2047	267,5	210,5	302,6	4.522,4	267,5	193,7	299,8	4.522,4	238,1	166,2	265,8
12-31-2048	231,3	177,1	260,8	4.001,7	231,3	162,9	258,4	4.001,7	205,8	140,0	229,2
TOTAL	58.847,5	69.476,1	70.426,8	408.589,2	53.804,1	63.075,0	64.116,6	405.430,2	47.741,4	55.044,6	57.015,5
PROD ACUM DEFINITIVO	128.577,5	162.362,2	160.837,8	5.797,0							
187.424,9	261.838,3	231.084,7	414.386,2								

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	388	371	121.954,0	4.812,7	126.766,7	25.165,9	0,0	29.090,3	72.510,5	72.510,5	68.907,5	68.907,5
12-31-2022	442	421	134.812,6	6.131,8	140.944,4	25.124,3	0,0	31.456,3	84.363,8	156.874,3	73.198,5	142.106,0
12-31-2023	492	468	138.585,5	6.844,6	145.410,1	31.097,4	0,0	33.375,2	80.937,5	237.811,8	83.864,5	205.970,5
12-31-2024	559	534	146.838,0	7.785,5	154.623,6	35.333,6	1.824,5	35.661,0	81.804,5	319.616,3	58.688,3	264.658,8
12-31-2025	607	582	152.062,0	7.462,9	159.524,9	31.925,7	1.512,8	37.179,4	88.907,0	408.523,3	57.933,5	322.592,3
12-31-2026	653	624	165.821,7	7.074,4	172.896,1	30.296,7	1.432,3	38.951,5	102.215,5	510.738,8	60.757,6	383.349,9
12-31-2027	694	664	154.780,6	6.894,0	161.674,6	22.814,9	1.432,3	39.445,3	97.982,1	608.720,9	52.860,3	436.210,2
12-31-2028	707	676	135.078,6	5.810,5	140.889,0	10.817,9	1.432,3	39.135,0	89.503,8	698.224,8	43.951,4	480.161,6
12-31-2029	710	680	113.747,4	5.066,2	118.813,6	7.346,2	1.432,3	38.432,4	71.602,7	769.827,5	31.946,2	512.107,8
12-31-2030	695	665	96.288,2	4.404,1	100.692,3	1.615,4	1.399,1	35.904,9	61.772,9	831.600,3	25.086,6	537.194,4
12-31-2031	683	654	82.211,6	3.853,1	86.064,6	0,0	1.399,1	35.095,1	49.570,5	881.170,8	18.285,6	555.480,0
12-31-2032	669	641	71.329,7	3.407,6	74.737,3	0,0	1.389,5	33.896,9	39.450,9	920.621,7	13.233,3	568.713,3
12-31-2033	644	617	62.262,2	2.993,8	65.256,0	0,0	1.389,5	32.775,3	31.091,1	951.712,8	9.485,3	578.198,6
12-31-2034	617	595	54.880,7	2.665,6	57.546,3	0,0	1.264,4	31.821,7	24.460,2	976.173,0	6.786,3	584.984,9
12-31-2035	593	572	48.750,9	2.374,2	51.125,1	0,0	1.262,5	30.925,2	18.937,5	995.110,5	4.780,3	589.765,1
12-31-2036	560	541	43.044,0	2.090,8	45.134,8	0,0	1.262,5	29.072,2	14.800,1	1.009.910,6	3.400,2	593.165,4
12-31-2037	494	487	36.711,0	1.885,4	38.596,4	0,0	1.262,5	26.667,2	10.666,7	1.020.577,3	2.230,9	595.396,3
12-31-2038	469	462	32.961,7	1.682,7	34.644,4	0,0	1.251,3	24.282,3	9.110,8	1.029.688,2	1.733,8	597.130,1
12-31-2039	433	432	28.782,5	1.493,1	30.275,6	0,0	1.251,3	22.762,1	6.262,2	1.035.950,4	1.086,9	598.216,9
12-31-2040	410	409	25.961,2	1.338,5	27.299,7	0,0	1.251,3	21.982,4	4.066,0	1.040.016,5	645,0	598.862,0
12-31-2041	360	360	22.486,3	1.191,9	23.678,2	0,0	1.251,3	20.249,0	2.177,8	1.042.194,3	318,4	599.180,4
12-31-2042	275	275	18.422,3	934,0	19.356,3	0,0	1.251,3	16.004,2	2.100,7	1.044.295,0	279,2	599.459,5
12-31-2043	220	220	15.547,4	725,2	16.272,6	0,0	1.226,9	13.434,7	1.611,0	1.045.906,0	196,1	599.655,6
12-31-2044	210	210	14.117,4	647,3	14.764,7	0,0	1.027,3	11.818,6	1.918,8	1.047.824,8	210,0	599.865,6
12-31-2045	149	149	11.479,5	397,8	11.877,2	0,0	1.027,3	9.880,0	970,0	1.048.794,8	98,8	599.964,4
12-31-2046	124	124	10.034,4	293,1	10.327,5	0,0	848,0	8.484,3	995,2	1.049.790,0	91,3	600.055,7
12-31-2047	122	122	9.292,4	269,7	9.562,2	0,0	809,2	8.417,1	335,8	1.050.125,8	30,1	600.085,8
12-31-2048	106	106	8.034,2	227,2	8.261,5	0,0	781,6	7.869,7	-389,8	1.049.736,0	-25,4	600.060,5
TOTAL DE 28,00 ANOS			1.956.258,1	90.757,6	2.047.015,8	221.537,9	31.672,8	744.069,1	1.049.736,0	1.049.736,0	600.060,5	600.060,5

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial.

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 235

Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de complementos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela VI

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NA
BACIA DO RECÔNCAVO
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	1,336.2	869.4	1,481.1	36,494.5	1,141.0	739.0	1,284.2	31,052.2	1,048.6	680.0	1,161.9
12-31-2022	1,449.2	819.5	1,585.8	41,539.7	1,236.8	696.6	1,352.9	35,339.4	1,134.9	640.3	1,241.6
12-31-2023	1,470.5	736.1	1,593.2	40,957.8	1,254.9	625.7	1,359.2	34,850.2	1,150.3	575.0	1,246.2
12-31-2024	1,408.5	715.7	1,527.8	38,960.0	1,201.9	608.4	1,303.3	33,151.4	1,101.2	558.3	1,194.3
12-31-2025	753.1	393.0	818.6	21,195.4	644.4	334.0	700.1	18,049.6	590.1	306.4	641.2
12-31-2026	15.5	0.0	15.5	124.9	15.5	0.0	15.5	124.9	13.8	0.0	13.8
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	6,433.1 96,839.7 103,272.8	3,533.7 146,873.9 150,407.6	7,022.0 121,318.7 128,340.7	179,272.2 367,165.6 546,437.8	5,494.6	3,003.6	5,995.2	152,567.6	5,038.9	2,760.0	5,498.9

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 236

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽¹⁾		RECEITA BRUTA			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	161	161	42.356.4	4.523.4	46.879.8	12.407.5	3.388.6	28.863.1	2.220.6	2.220.6	1.992.7	1.992.7
12-31-2022	195	195	49.163.1	4.282.7	53.445.8	11.852.3	3.886.0	31.072.0	6.635.5	8.856.1	5.667.6	7.660.3
12-31-2023	216	216	51.377.3	3.850.6	55.228.0	11.526.4	4.018.6	32.034.7	7.648.3	16.504.4	5.996.3	13.656.7
12-31-2024	233	233	49.917.8	3.762.2	53.680.0	7.118.9	3.910.5	32.682.4	9.968.3	26.472.7	7.128.1	20.784.7
12-31-2025	141	141	26.938.8	2.077.0	29.015.8	1.552.9	2.080.8	19.399.4	5.982.7	32.455.4	3.989.2	24.773.9
12-31-2026	5	5	589.5	0.0	589.5	0.0	0.0	562.1	27.4	32.482.8	16.6	24.790.5
TOTAL DE 5,58 ANOS		220.343.0	18,495.9	238,838.9	44,458.0	17,284.5	144,613.6	32,482.8	32,482.8	24,790.5	24,790.5	

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA", e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA-Petrobras". As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos

⁽¹⁾ A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

Tabela VII

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA-PETROBRAS

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NA BACIA DO RECÔNCAVO BRASIL

ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 237

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.6	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	0.5	0.0	0.5
12-31-2024	60.4	6.8	61.5	1,280.4	60.4	6.8	61.5	1,280.4	54.6	6.1	55.6
12-31-2025	781.9	307.1	833.1	18,859.6	772.7	307.1	823.9	18,833.9	696.1	275.5	742.0
12-31-2026	1,528.4	631.7	1,633.7	36,184.1	1,508.6	631.7	1,613.9	36,116.9	1,359.0	566.6	1,453.5
12-31-2027	1,429.1	605.4	1,530.0	32,608.9	1,412.3	605.4	1,513.2	32,533.2	1,272.6	543.0	1,363.1
12-31-2028	1,362.4	565.6	1,456.7	30,315.2	1,348.1	565.6	1,442.4	30,230.1	1,214.9	507.4	1,299.5
12-31-2029	1,341.0	623.3	1,444.9	27,097.9	1,328.8	623.3	1,432.7	27,002.2	1,197.1	559.1	1,290.2
12-31-2030	1,198.4	570.9	1,293.5	23,685.4	1,188.0	570.9	1,283.2	23,577.9	1,070.0	512.1	1,155.4
12-31-2031	998.6	472.3	1,077.4	20,643.9	989.9	472.3	1,068.6	20,523.0	891.5	423.7	962.2
12-31-2032	838.4	406.6	906.2	17,485.5	831.0	406.6	898.7	17,349.6	748.4	364.7	809.2
12-31-2033	601.6	302.0	651.9	12,098.3	596.2	302.0	646.5	11,972.1	536.9	270.9	582.1
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	10,140.8	4,491.7	10,889.4	220,259.3	10,036.6	4,491.7	10,785.2	219,419.4	9,041.7	4,029.0	9,713.2
	0.0	0.0	0.0	0.0							
	10,140.8	4,491.7	10,889.4	220,259.3							

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽¹⁾		RECEITA BRUTA			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	0	0	0.0	0.0	0.0	74.4	0.0	0.0	-74.4	-74.4	-71.8	-71.8
12-31-2022	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-74.4	0.0	-71.8
12-31-2023	0	0	24.4	0.0	24.4	96.2	1.8	4.7	-78.3	-152.7	-61.7	-133.5
12-31-2024	6	6	2,567.5	43.0	2,610.5	5,713.5	194.5	517.3	-3,814.8	-3,967.5	-2,721.5	-2,855.0
12-31-2025	128	128	32,694.8	1,948.2	34,643.0	12,601.0	2,580.9	15,233.4	4,227.7	260.2	2,573.8	-281.3
12-31-2026	279	279	63,765.1	4,011.0	67,776.1	7,826.9	5,025.2	34,144.4	20,779.5	21,039.7	12,294.9	12,013.6
12-31-2027	278	278	59,717.7	3,862.0	63,579.7	10,262.1	4,736.7	33,448.5	15,132.5	36,172.2	8,158.9	20,172.5
12-31-2028	271	270	56,984.3	3,645.0	60,629.3	8,825.0	4,516.9	32,782.7	14,524.7	50,696.9	7,082.5	27,255.0
12-31-2029	268	267	56,130.3	4,107.6	60,237.9	18,973.1	4,487.7	32,444.0	4,333.1	55,030.0	1,888.1	29,143.1
12-31-2030	260	260	50,173.7	3,784.9	53,958.6	0.0	4,019.9	31,673.7	18,265.0	73,295.0	7,414.8	36,557.9
12-31-2031	246	246	41,804.7	3,125.2	44,929.9	0.0	3,347.3	30,497.9	11,084.7	84,379.7	4,094.4	40,652.3
12-31-2032	234	234	35,093.9	2,886.5	37,980.4	0.0	2,814.6	29,415.7	5,550.1	89,929.8	1,888.4	42,520.7
12-31-2033	188	188	25,176.9	1,993.7	27,170.5	0.0	2,024.2	23,881.4	1,264.9	91,194.7	392.9	42,913.7
12-31-2034	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	91,194.7	0.0	42,913.7
12-31-2035	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	91,194.7	0.0	42,913.7
12-31-2036	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	91,194.7	0.0	42,913.7
12-31-2037	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	91,194.7	0.0	42,913.7
TOTAL DE 16,75 ANOS	424,133.3	29,207.1	453,340.4	64,372.1	33,749.8	264,023.8	91,194.7	91,194.7	42,913.7	42,913.7		

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 238

(1) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

Tabela VIII

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA + PRSA-PETROBRAS

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NA
BACIA DO RECÔNCAVO
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS + ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	1,336.2	869.4	1,481.1	36,494.5	1,141.0	739.0	1,264.2	31,052.2	1,048.6	680.0	1,161.9
12-31-2022	1,449.2	819.5	1,585.8	41,539.7	1,236.8	696.6	1,352.9	35,339.4	1,134.9	640.3	1,241.6
12-31-2023	1,471.1	736.1	1,593.8	40,957.8	1,255.5	625.7	1,359.8	34,850.2	1,150.8	575.0	1,246.7
12-31-2024	1,488.9	722.5	1,589.3	40,240.4	1,262.3	615.2	1,364.8	34,431.8	1,155.8	564.4	1,249.9
12-31-2025	1,535.1	700.1	1,651.7	40,055.0	1,417.1	641.1	1,524.0	36,883.5	1,286.2	581.9	1,383.1
12-31-2026	1,543.9	631.7	1,649.2	36,309.0	1,524.1	631.7	1,629.4	36,241.8	1,372.8	566.6	1,467.2
12-31-2027	1,429.1	605.4	1,530.0	32,608.9	1,412.3	605.4	1,513.2	32,533.2	1,272.6	543.0	1,363.1
12-31-2028	1,362.4	565.6	1,456.7	30,315.2	1,348.1	565.6	1,442.4	30,230.1	1,214.9	507.4	1,299.5
12-31-2029	1,341.0	623.3	1,444.9	27,097.9	1,328.8	623.3	1,432.7	27,002.2	1,197.1	559.1	1,290.2
12-31-2030	1,198.4	570.9	1,293.5	23,685.4	1,188.0	570.9	1,283.2	23,577.9	1,070.0	512.1	1,155.4
12-31-2031	998.6	472.3	1,077.4	20,643.9	989.9	472.3	1,088.6	20,523.0	891.5	423.7	962.2
12-31-2032	838.4	406.6	906.2	17,485.5	831.0	406.6	898.7	17,349.6	748.4	364.7	809.2
12-31-2033	601.6	302.0	651.9	12,098.3	596.2	302.0	646.5	11,972.1	536.9	270.9	582.1
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	16,573.9	8,025.4	17,911.4	399,531.5	15,531.1	7,495.3	16,780.3	371,987.1	14,080.5	6,789.0	15,212.0
	96,839.7	146,873.9	121,318.7	367,165.6							
	113,413.6	154,899.3	139,230.1	766,697.1							

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLETAMENTOS ATIVOS(1)		RECEITA BRUTA			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	161	161	42,356.4	4,523.4	46,879.8	12,481.9	3,388.6	28,863.1	2,146.1	2,146.1	1,920.9	1,920.9
12-31-2022	195	195	49,163.1	4,282.7	53,445.8	11,852.3	3,886.0	31,072.0	6,635.5	8,781.7	5,667.6	7,588.5
12-31-2023	216	216	51,401.8	3,850.6	55,252.4	11,622.5	4,020.4	32,039.4	7,570.0	16,351.7	5,934.6	13,523.1
12-31-2024	239	239	52,485.3	3,805.2	56,290.5	12,832.3	4,104.9	33,199.7	6,153.5	22,505.2	4,406.6	17,929.7
12-31-2025	269	269	59,633.6	4,025.2	63,658.8	14,153.8	4,661.7	34,632.8	10,210.4	32,715.6	6,562.9	24,492.6
12-31-2026	284	284	64,354.6	4,011.0	68,365.6	7,826.9	5,025.2	34,706.5	20,806.9	53,522.5	12,311.5	36,804.2
12-31-2027	278	278	59,717.7	3,862.0	63,579.7	10,262.1	4,736.7	33,448.5	15,132.5	68,655.0	8,158.9	44,963.0
12-31-2028	271	270	56,964.3	3,645.0	60,609.3	8,825.0	4,516.9	32,762.7	14,524.7	83,179.7	7,082.5	52,045.5
12-31-2029	268	267	56,130.3	4,107.6	60,237.9	18,973.1	4,487.7	32,444.0	4,333.1	87,512.8	1,888.1	53,933.6
12-31-2030	260	260	50,173.7	3,784.9	53,958.6	0.0	4,019.9	31,673.7	18,265.0	105,777.8	7,414.8	61,348.4
12-31-2031	246	246	41,804.7	3,125.2	44,929.9	0.0	3,347.3	30,497.9	11,084.7	116,862.5	4,094.4	65,442.9
12-31-2032	234	234	35,093.9	2,886.5	37,980.4	0.0	2,814.6	29,415.7	5,550.1	122,412.6	1,868.4	67,311.2
12-31-2033	188	188	25,176.9	1,993.7	27,170.5	0.0	2,024.2	23,881.4	1,284.9	123,677.5	392.9	67,704.2
12-31-2034	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	123,677.5	0.0	67,704.2
12-31-2035	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	123,677.5	0.0	67,704.2
12-31-2036	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	123,677.5	0.0	67,704.2
12-31-2037	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	123,677.5	0.0	67,704.2
TOTAL DE 16,75 ANOS	644,476.2	47,703.0	692,179.3	108,830.1	51,034.3	408,637.4	123,677.5	123,677.5	67,704.2	67,704.2	67,704.2	67,704.2

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 239

Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos

⁽¹⁾ A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

Tabela IX

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NA
BACIA DO RECÔNCAVO
BRASIL

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P)

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	1,358.0	877.3	1,504.2	36,547.1	1,159.5	745.7	1,283.8	31,096.9	1,065.3	686.1	1,179.7
12-31-2022	1,513.9	834.9	1,653.0	41,825.0	1,291.8	709.7	1,410.0	35,582.0	1,184.9	652.2	1,293.6
12-31-2023	1,580.0	770.3	1,708.4	41,576.8	1,348.0	654.7	1,457.2	35,376.3	1,235.2	601.3	1,335.4
12-31-2024	1,623.9	866.8	1,768.4	40,143.7	1,385.0	736.7	1,507.8	34,157.5	1,267.8	674.8	1,380.3
12-31-2025	908.0	501.0	991.5	22,070.8	776.0	425.9	847.0	18,793.7	709.8	389.7	774.8
12-31-2026	15.5	0.0	15.5	125.0	15.5	0.0	15.5	125.0	13.8	0.0	13.8
TOTAL	6,999.3	3,850.3	7,641.0	182,288.4	5,975.9	3,272.8	6,521.3	155,131.4	5,477.0	3,004.1	5,977.6
PROD ACUM	96,897.9	146,887.3	121,379.1	367,753.9							
DEFINITIVO	103,897.2	150,737.7	129,020.1	550,042.3							

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 240

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽¹⁾		RECEITA BRUTA			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	182	182	43.181.3	4.564.3	47.745.7	12.689.0	3.453.1	28.950.7	2.672.8	2.672.8	2.422.5	2.422.5
12-31-2022	199	199	51.553.6	4.361.6	55.915.2	14.622.5	4.070.0	31.369.0	5.853.7	8.526.6	4.983.6	7.406.1
12-31-2023	224	224	55.394.8	4.041.7	59.436.4	14.337.9	4.332.1	32.630.1	8.136.3	16.662.9	6.360.7	13.766.8
12-31-2024	247	247	57.761.5	4.589.5	62.351.0	10.796.1	4.556.5	33.712.7	13.285.8	29.948.7	9.459.3	23.226.1
12-31-2025	151	151	32.563.2	2.672.1	35.235.2	2.468.6	2.544.1	20.179.9	10.042.6	39.991.3	6.685.0	29.911.0
12-31-2026	5	5	592.4	0.0	592.4	0.0	0.0	562.3	30.1	40.021.4	18.3	29.929.3
TOTAL DE 13,83 ANOS	241,046.8	20,229.2	261,276.0	54,894.2	18,955.8	147,404.6	40,021.4	40,021.4	29,929.3	29,929.3		

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos

⁽¹⁾ A quantidade de complementos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementos ativos para cada período.

Tabela X

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA-PETROBRAS

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NA BACIA DO RECÔNCAVO BRASIL

MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 241

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	2.2	0.0	2.2	66.3	2.2	0.0	2.2	66.3	2.0	0.0	2.0
12-31-2022	2.8	0.0	2.8	83.8	2.8	0.0	2.8	83.8	2.5	0.0	2.5
12-31-2023	6.8	0.0	6.8	337.4	6.8	0.0	6.8	337.4	6.1	0.0	6.1
12-31-2024	127.2	6.8	128.3	2,116.5	127.2	6.8	128.3	2,116.5	115.1	6.1	116.1
12-31-2025	1,025.6	380.7	1,089.1	21,737.1	1,016.4	380.7	1,079.8	21,711.3	915.9	341.5	972.9
12-31-2026	1,953.2	796.5	2,085.9	41,103.4	1,933.4	796.5	2,086.2	41,036.1	1,741.5	714.5	1,860.6
12-31-2027	1,906.3	752.9	2,031.8	37,721.2	1,889.5	752.9	2,015.0	37,645.6	1,701.8	675.3	1,814.4
12-31-2028	1,867.7	711.9	1,986.3	35,230.6	1,853.4	711.9	1,972.0	35,145.5	1,669.2	638.6	1,775.6
12-31-2029	1,821.9	767.1	1,949.8	31,662.6	1,809.8	767.1	1,937.6	31,567.0	1,629.2	688.1	1,743.9
12-31-2030	1,637.5	703.7	1,754.8	27,868.9	1,627.1	703.7	1,744.4	27,761.3	1,464.4	631.3	1,569.7
12-31-2031	1,400.0	598.3	1,499.7	24,483.2	1,391.2	598.3	1,490.9	24,362.3	1,251.9	536.7	1,341.4
12-31-2032	1,205.4	525.9	1,293.0	21,034.4	1,197.9	525.9	1,285.6	20,898.5	1,077.8	471.7	1,156.4
12-31-2033	1,043.4	468.8	1,121.6	17,730.4	1,037.1	468.8	1,115.2	17,577.5	933.0	420.8	1,003.0
12-31-2034	906.6	415.9	975.9	16,555.0	901.2	415.9	970.5	16,383.1	810.6	373.0	872.8
12-31-2035	497.4	219.4	534.0	8,990.0	494.7	219.4	531.2	8,880.0	444.7	196.8	477.5
12-31-2036	54.5	0.0	54.5	275.4	54.5	0.0	54.5	275.4	48.5	0.0	48.5
12-31-2037	47.2	0.0	47.2	260.1	47.2	0.0	47.2	260.1	42.0	0.0	42.0
12-31-2038	41.0	0.0	41.0	249.2	41.0	0.0	41.0	249.2	36.5	0.0	36.5
12-31-2039	29.4	0.0	29.4	200.5	29.4	0.0	29.4	200.5	26.2	0.0	26.2
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	15,576.1	6,347.9	16,634.1	287,705.8	15,462.8	6,347.9	16,520.8	286,557.4	13,918.9	5,694.1	14,868.0

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽¹⁾		RECEITA BRUTA			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	1	1	96.6	0.0	96.6	148.3	7.2	84.9	-143.7	-143.7	-139.3	-139.3
12-31-2022	1	1	119.2	0.0	119.2	0.0	8.9	109.9	0.4	-143.4	0.4	-139.0
12-31-2023	2	2	287.7	0.0	287.7	288.5	21.4	325.8	-348.0	-491.3	-275.0	-414.0
12-31-2024	11	11	5,417.7	43.0	5,460.7	9,909.6	406.8	1,095.4	-5,951.1	-6,442.4	-4,310.3	-4,724.3
12-31-2025	147	146	43,023.3	2,420.1	45,443.4	17,189.4	3,385.5	16,820.3	8,048.1	1,605.7	4,975.4	251.1
12-31-2026	313	312	81,677.3	5,067.0	86,744.3	11,038.5	6,404.4	37,043.7	32,257.7	33,863.4	19,089.6	19,340.7
12-31-2027	323	322	79,656.1	4,812.1	84,468.2	17,762.1	6,136.9	37,694.8	22,874.4	56,737.8	12,303.4	31,644.1
12-31-2028	321	320	78,023.4	4,603.3	82,626.7	15,401.9	5,948.5	37,383.2	23,913.0	80,650.8	11,657.3	43,301.4
12-31-2029	319	319	76,092.7	5,066.4	81,159.1	19,934.6	5,812.4	37,138.6	18,273.4	98,924.2	8,095.1	51,396.5
12-31-2030	311	310	68,345.0	4,679.8	73,024.8	0.0	5,190.6	36,244.8	31,589.3	130,513.5	12,809.7	64,206.1
12-31-2031	296	296	58,382.5	3,980.7	62,363.2	0.0	4,399.1	35,007.9	22,956.2	153,469.7	8,464.0	72,670.2
12-31-2032	284	284	50,230.9	3,501.3	53,732.2	0.0	3,765.6	33,881.9	16,084.7	169,554.4	5,393.7	78,063.8
12-31-2033	272	272	43,460.0	3,122.0	46,582.1	0.0	3,249.0	32,938.0	10,395.0	179,949.4	3,171.8	81,235.7
12-31-2034	259	259	37,752.3	2,769.8	40,522.1	0.0	2,818.8	32,188.5	5,514.8	185,464.2	1,533.4	82,769.1
12-31-2035	151	151	20,621.6	1,461.9	22,083.5	0.0	1,468.4	18,947.8	1,667.3	187,131.5	424.1	83,193.2
12-31-2036	11	11	2,072.9	0.0	2,072.9	0.0	0.0	1,367.6	705.3	187,836.8	161.5	83,354.8
12-31-2037	11	11	1,796.3	0.0	1,796.3	0.0	0.0	1,345.3	451.0	188,287.8	94.0	83,448.8
12-31-2038	11	11	1,562.2	0.0	1,562.2	0.0	0.0	1,329.1	233.2	188,520.9	44.3	83,493.1
12-31-2039	10	10	1,119.8	0.0	1,119.8	0.0	0.0	1,066.1	53.7	188,574.7	9.4	83,502.5
TOTAL DE 18,83 ANOS	649,737.4	41,527.4	691,264.8	91,672.9	49,023.5	361,993.7	188,574.7	188,574.7	83,502.5	83,502.5		

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 242

PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos

(1) A quantidade de complementos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementos ativos para cada período.

Tabela XI

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA + PRSA-PETROBRAS

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NA
BACIA DO RECÔNCAVO
BRASIL

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P) + MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS
CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMCF	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMCF	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	1,360.2	877.3	1,506.4	36,613.4	1,161.7	745.7	1,286.0	31,163.2	1,067.3	686.1	1,181.7
12-31-2022	1,516.7	834.9	1,655.8	41,908.8	1,294.5	709.7	1,412.8	35,665.7	1,187.4	652.2	1,296.1
12-31-2023	1,586.8	770.3	1,715.2	41,914.2	1,354.8	654.7	1,463.9	35,713.7	1,241.3	601.3	1,341.5
12-31-2024	1,751.1	873.6	1,896.7	42,260.2	1,512.2	743.6	1,636.1	36,274.0	1,382.9	680.9	1,496.4
12-31-2025	1,933.6	881.7	2,080.6	43,807.8	1,792.4	806.5	1,926.9	40,505.0	1,625.8	731.2	1,747.6
12-31-2026	1,968.7	796.5	2,101.5	41,228.4	1,949.0	796.5	2,081.7	41,161.1	1,755.4	714.5	1,874.5
12-31-2027	1,906.3	752.9	2,031.8	37,721.2	1,889.5	752.9	2,015.0	37,645.6	1,701.8	675.3	1,814.4
12-31-2028	1,867.7	711.9	1,986.3	35,230.6	1,853.4	711.9	1,972.0	35,145.5	1,669.2	638.6	1,775.6
12-31-2029	1,821.9	767.1	1,949.8	31,862.6	1,809.8	767.1	1,937.6	31,567.0	1,629.2	688.1	1,743.9
12-31-2030	1,637.5	703.7	1,754.8	27,868.9	1,627.1	703.7	1,744.4	27,761.3	1,464.4	631.3	1,569.7
12-31-2031	1,400.0	598.3	1,499.7	24,483.2	1,391.2	598.3	1,490.9	24,362.3	1,251.9	536.7	1,341.4
12-31-2032	1,205.4	525.9	1,293.0	21,034.4	1,197.9	525.9	1,285.6	20,898.5	1,077.8	471.7	1,156.4
12-31-2033	1,043.4	468.8	1,121.6	17,730.4	1,037.1	468.8	1,115.2	17,577.5	933.0	420.6	1,003.0
12-31-2034	906.6	415.9	975.9	16,555.0	901.2	415.9	970.5	16,383.1	810.6	373.0	872.8
12-31-2035	497.4	219.4	534.0	8,990.0	494.7	219.4	531.2	8,880.0	444.7	196.8	477.5
12-31-2036	54.5	0.0	54.5	275.4	54.5	0.0	54.5	275.4	48.5	0.0	48.5
12-31-2037	47.2	0.0	47.2	260.1	47.2	0.0	47.2	260.1	42.0	0.0	42.0
12-31-2038	41.0	0.0	41.0	249.2	41.0	0.0	41.0	249.2	36.5	0.0	36.5
12-31-2039	29.4	0.0	29.4	200.5	29.4	0.0	29.4	200.5	26.2	0.0	26.2
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	22,575.4 96,897.9 119,473.3	10,198.2 146,887.3 157,085.6	24,275.1 121,379.1 145,654.2	469,994.3 367,753.9 837,748.2	21,438.7	9,620.7	23,042.1	441,688.8	19,395.9	8,698.2	20,845.6

Rua Pereira Estéfano, nº 114 - conjunto 310
04144-070 São Paulo, SP
+55 (11) 3384-8550 / +55 (11) 99153-0636
cristina@aliancatraducoes.com.br

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 243

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽¹⁾		RECEITA BRUTA			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	OLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM M\$	PERÍODO MS	ACUM M\$
12-31-2021	163	163	43,277.9	4,564.3	47,842.3	12,817.3	3,460.3	29,035.6	2,529.1	2,529.1	2,283.2	2,283.2
12-31-2022	200	200	51,672.8	4,361.6	56,034.4	14,622.5	4,078.9	31,478.9	5,854.1	8,383.2	4,984.0	7,267.2
12-31-2023	225	225	55,682.5	4,041.7	59,724.2	14,626.4	4,353.6	32,955.9	7,788.4	16,171.6	6,085.7	13,352.8
12-31-2024	258	258	63,179.2	4,632.5	67,811.7	20,705.7	4,963.3	34,808.1	7,334.7	23,506.2	5,148.9	18,501.8
12-31-2025	297	297	75,586.5	5,092.1	80,678.6	19,658.0	5,929.7	37,000.2	18,090.7	41,597.0	11,660.4	30,162.1
12-31-2026	318	317	82,269.7	5,067.0	87,336.7	11,038.5	6,404.4	37,606.0	32,287.9	73,884.8	19,107.8	49,270.0
12-31-2027	323	322	79,656.1	4,812.1	84,468.2	17,762.1	6,136.9	37,694.8	22,874.4	98,759.2	12,303.4	61,573.4
12-31-2028	321	320	78,023.4	4,603.3	82,626.7	15,401.9	5,948.5	37,363.2	23,913.0	120,672.2	11,657.3	73,230.7
12-31-2029	319	319	76,092.7	5,066.4	81,159.1	19,934.6	5,812.4	37,138.6	18,273.4	138,945.7	8,095.1	81,325.7
12-31-2030	311	310	68,345.0	4,679.8	73,024.8	0.0	5,190.6	36,244.8	31,589.3	170,534.9	12,809.7	94,135.4
12-31-2031	296	296	58,382.5	3,960.7	62,363.2	0.0	4,399.1	35,007.9	22,986.2	193,491.1	8,464.0	102,599.4
12-31-2032	284	284	50,230.9	3,501.3	53,732.2	0.0	3,765.6	33,881.9	16,084.7	209,575.8	5,393.7	107,993.1
12-31-2033	273	272	43,460.0	3,122.0	46,582.0	0.0	3,249.0	32,938.0	10,395.0	219,970.8	3,171.8	111,164.9
12-31-2034	259	259	37,752.3	2,769.8	40,522.1	0.0	2,818.8	32,188.5	5,514.8	225,485.6	1,533.4	112,698.4
12-31-2035	151	151	20,621.6	1,461.9	22,083.5	0.0	1,468.4	18,947.8	1,667.3	227,152.9	424.1	113,122.5
12-31-2036	11	11	2,072.9	0.0	2,072.9	0.0	0.0	1,367.6	705.3	227,858.2	161.5	113,284.0
12-31-2037	11	11	1,796.3	0.0	1,796.3	0.0	0.0	1,345.3	451.0	228,309.2	94.0	113,378.0
12-31-2038	11	11	1,562.2	0.0	1,562.2	0.0	0.0	1,329.1	233.2	228,542.4	44.3	113,422.3
12-31-2039	10	10	1,119.8	0.0	1,119.8	0.0	0.0	1,066.1	53.7	228,596.1	9.4	113,431.8
TOTAL DE 18,83 ANOS	890,784.2	61,756.6	952,540.8	46,567.1	1,000,107.9	67,979.4	509,398.3	228,596.1	228,596.1	113,431.8	113,431.8	113,431.8

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa são para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA", e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA-Petrobras". As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos

⁽¹⁾ A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

Tabela XII

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

Rua Pereira Estéfano, nº 114 - conjunto 310
04144-070 São Paulo, SP
+55 (11) 3384-8550 /+55 (11) 99153-0636
cristina@aliancatraducoes.com.br

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 244

PARTICIPAÇÃO DE AQUISIÇÃO EM POTENCIAL
DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DE MIRANGA
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF

NENHUMA RESERVA ECONÔMICA

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de recursos contingentes e fluxo de caixa são para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

⁽¹⁾ Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

⁽²⁾ A quantidade de complementos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementos ativos para cada período.

⁽³⁾ A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XIII

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DE AQUISIÇÃO EM POTENCIAL
DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DE MIRANGA

Cristina Gonzales
Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 245

BRASIL											
ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES											
PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	331.1	4,573.2	1,093.3	4,515.3	331.1	4,436.0	1,070.4	4,515.3	294.9	3,960.2	955.0
12-31-2022	501.0	6,658.6	1,610.8	6,327.0	578.3	6,283.6	1,625.5	6,327.0	525.1	5,740.0	1,481.8
12-31-2023	727.5	10,054.9	2,403.3	8,524.8	974.6	9,192.6	2,506.7	8,524.8	887.2	8,531.4	2,309.1
12-31-2024	962.1	16,407.0	3,696.6	9,197.6	1,391.3	14,940.9	3,881.5	9,197.6	1,266.4	13,913.4	3,585.3
12-31-2025	1,086.2	17,422.2	3,989.9	9,079.5	1,536.6	15,877.5	4,182.9	9,079.5	1,401.6	14,736.4	3,857.7
12-31-2026	1,020.7	16,132.3	3,709.4	8,308.8	1,467.1	14,635.3	3,906.4	8,308.8	1,337.8	13,603.7	3,605.1
12-31-2027	948.5	14,280.7	3,328.6	7,589.3	1,352.5	12,935.6	3,508.5	7,589.3	1,234.3	12,023.2	3,238.2
12-31-2028	877.0	12,759.6	3,003.6	6,993.7	1,236.8	11,560.4	3,163.6	6,993.7	1,129.7	10,748.6	2,921.2
12-31-2029	800.0	11,452.3	2,708.7	6,465.5	1,122.4	10,377.3	2,851.9	6,465.5	1,025.4	9,656.5	2,634.8
12-31-2030	733.4	10,321.3	2,453.6	5,992.6	1,023.7	9,353.0	2,582.5	5,992.6	935.3	8,707.8	2,366.6
12-31-2031	675.0	9,341.6	2,232.0	5,569.4	938.1	8,464.6	2,348.8	5,569.4	864.2	7,920.6	2,184.3
12-31-2032	623.0	8,484.3	2,037.0	5,186.2	862.0	7,687.5	2,143.2	5,186.2	794.2	7,193.6	1,993.2
12-31-2033	575.8	7,741.7	1,866.1	4,823.9	794.4	7,013.5	1,963.3	4,823.9	732.1	6,562.8	1,825.9
12-31-2034	533.7	7,071.9	1,712.4	4,514.3	733.4	6,406.6	1,801.2	4,514.3	676.1	5,994.6	1,675.1
12-31-2035	494.6	6,459.6	1,571.2	4,218.6	677.0	5,851.8	1,652.3	4,218.6	624.2	5,474.8	1,536.7
12-31-2036	460.2	5,952.4	1,452.3	3,953.6	628.3	5,392.3	1,527.0	3,953.6	579.4	5,044.5	1,420.1
12-31-2037	427.0	5,502.5	1,344.1	3,667.7	582.6	4,984.4	1,413.3	3,667.7	537.2	4,662.4	1,314.3
12-31-2038	397.7	5,057.6	1,240.7	3,403.1	541.5	4,579.6	1,304.8	3,403.1	499.4	4,283.0	1,213.2
12-31-2039	371.5	4,651.7	1,146.8	3,201.9	504.1	4,211.2	1,206.0	3,201.9	465.0	3,937.7	1,121.3
12-31-2040	345.6	4,311.4	1,064.1	2,976.9	468.7	3,902.6	1,119.2	2,976.9	432.3	3,648.5	1,040.4
12-31-2041	323.2	4,000.8	990.0	2,786.2	437.7	3,621.1	1,041.2	2,786.2	403.7	3,384.7	967.8
12-31-2042	302.7	3,685.4	916.9	2,627.5	408.2	3,335.4	964.1	2,627.5	376.7	3,116.7	896.1
12-31-2043	280.9	3,357.8	840.6	2,455.5	377.2	3,038.6	883.7	2,455.5	348.1	2,838.2	821.2
12-31-2044	260.5	3,112.1	779.2	2,305.5	350.3	2,815.0	819.5	2,305.5	323.3	2,628.8	761.4
12-31-2045	242.7	2,879.8	722.7	2,137.0	326.4	2,603.5	760.3	2,137.0	301.2	2,430.7	706.3
12-31-2046	225.3	2,679.0	671.8	1,979.4	303.5	2,421.2	707.0	1,979.4	280.0	2,260.2	656.7
12-31-2047	210.6	2,473.0	622.8	1,868.7	283.0	2,234.6	655.4	1,868.7	261.2	2,085.4	608.7
12-31-2048	83.6	964.9	247.7	744.3	112.4	890.0	260.7	744.3	103.7	830.5	242.1
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	14,821.4	207,809.4	49,456.3	131,413.8	20,343.4	189,045.7	51,851.0	131,413.8	18,639.9	175,918.7	47,969.7
	230,005.9	844,855.6	370,815.2	283,548.0							
	244,827.4	1,052,665.0	420,271.5	414,961.8							

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	80.7	80.7	13,833.4	9,978.3	23,811.7	0.0	0.0	10,190.6	13,621.2	13,621.2	13,014.9	13,014.9
12-31-2022	117.7	117.7	22,898.5	20,096.0	42,994.5	13,173.8	2,059.4	19,052.3	8,669.0	22,290.1	7,354.1	20,369.0
12-31-2023	170.9	170.9	36,949.9	31,754.3	68,704.2	17,183.6	-866.0	29,288.4	23,098.2	45,388.3	18,278.8	38,647.8
12-31-2024	245.7	245.7	51,614.2	49,160.6	100,774.9	37,161.1	939.3	37,443.6	25,230.9	70,619.2	17,751.0	56,398.7
12-31-2025	311.2	311.2	57,245.8	51,159.7	108,405.5	17,396.2	2,037.1	40,087.0	48,885.2	119,504.4	31,705.4	88,104.2
12-31-2026	325.3	325.3	54,410.6	47,727.6	102,138.2	649.6	-162.5	39,116.9	62,534.3	182,038.7	37,057.5	125,161.7
12-31-2027	322.1	322.1	50,270.8	42,468.9	92,739.8	5,109.0	2,534.6	37,159.4	47,936.8	229,975.5	25,820.4	150,982.2
12-31-2028	321.4	321.4	46,102.0	37,985.2	84,087.2	0.0	2,337.0	35,588.2	46,162.0	276,137.5	22,627.3	173,609.5
12-31-2029	319.2	319.2	41,301.8	34,144.2	75,446.1	0.0	2,147.7	34,202.9	39,095.4	315,232.9	17,423.5	191,032.9
12-31-2030	316.0	316.0	37,636.8	30,792.2	68,428.9	0.0	1,982.8	32,966.0	33,480.1	348,713.0	13,563.9	204,596.8
12-31-2031	312.7	312.7	34,830.8	27,956.9	62,787.7	0.0	1,834.7	31,870.4	29,082.6	377,795.7	10,711.2	215,308.1
12-31-2032	308.3	308.3	32,043.1	25,387.2	57,430.3	0.0	1,704.7	28,693.5	27,032.0	404,827.7	9,032.8	224,340.8
12-31-2033	303.6	303.6	29,555.3	23,141.0	52,696.3	0.0	1,574.5	25,359.5	25,762.4	430,590.1	7,839.5	232,180.3
12-31-2034	297.2	297.2	27,315.6	21,134.6	48,450.3	0.0	1,463.6	24,165.1	22,821.6	453,411.6	6,313.5	238,493.8
12-31-2035	289.0	289.0	25,241.2	19,296.0	44,537.2	0.0	1,360.7	23,011.9	20,164.6	473,576.2	5,071.3	243,565.1
12-31-2036	285.3	285.3	23,442.2	17,778.4	41,220.6	0.0	1,270.7	22,139.0	17,811.0	491,387.2	4,072.4	247,637.5
12-31-2037	281.1	281.1	21,739.6	16,426.1	38,165.7	0.0	1,179.2	21,336.0	15,650.5	507,037.7	3,253.3	250,890.9
12-31-2038	277.0	277.0	20,219.2	15,056.7	35,276.0	0.0	1,101.2	20,553.0	13,621.7	520,659.5	2,574.5	253,465.4
12-31-2039	272.6	272.6	18,839.7	13,828.2	32,667.9	0.0	1,027.6	19,816.5	11,823.8	532,483.3	2,031.5	255,496.9
12-31-2040	266.0	266.0	17,519.0	12,802.1	30,321.0	0.0	963.7	19,116.3	10,241.1	542,724.3	1,599.7	257,096.6
12-31-2041	261.3	261.3	16,365.8	11,868.8	28,234.7	0.0	903.6	18,512.7	8,818.4	551,542.7	1,252.5	258,349.1
12-31-2042	256.6	256.6	15,281.8	10,924.7	26,206.5	0.0	2,052.7	17,900.6	6,253.2	557,796.0	808.6	259,157.7
12-31-2043	244.2	244.2	14,138.6	9,942.2	24,080.8	0.0	2,004.7	17,061.6	5,014.4	562,810.4	589.6	259,747.3
12-31-2044	233.2	233.2	13,125.5	9,186.2	22,311.7	0.0	1,961.7	16,396.1	3,953.9	566,764.3	423.0	260,170.3
12-31-2045	224.5	224.5	12,229.3	8,469.2	20,698.5	0.0	1,919.7	15,804.3	2,974.4	569,738.7	289.6	260,459.9
12-31-2046	214.3	214.3	11,363.6	7,861.8	19,225.5	0.0	30.0	15,219.3	3,976.2	573,714.9	350.7	260,810.5
12-31-2047	206.9	206.9	10,605.4	7,246.2	17,851.6	0.0	0.0	14,708.1	3,143.5	576,858.4	252.1	261,062.6
12-31-2048	203.4	203.4	4,211.2	2,885.2	7,096.5	0.0	900.0	6,019.1	177.3	577,035.8	14.4	261,077.0
TOTAL DE 27,42 ANOS	760,330.9	616,458.7	1,376,789.6	90,673.3	36,262.3	672,818.2	577,035.8	577,035.8	577,035.8	261,077.0	261,077.0	

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 246

decrecente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de recursos contingentes e fluxo de caixa são para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XIV

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DE AQUISIÇÃO EM POTENCIAL

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DE MIRANGA
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS + ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 247

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS - RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	331.1	4.573.2	1.093.3	4.515.3	331.1	4.436.0	1.070.4	4.515.3	294.9	3.960.2	956.0
12-31-2022	501.0	6.658.6	1.610.8	6.327.0	578.3	6.283.6	1.625.5	6.327.0	525.1	5.740.0	1.481.8
12-31-2023	727.5	10.054.9	2.403.3	8.524.8	974.6	9.192.6	2.506.7	8.524.8	887.2	8.531.4	2.309.1
12-31-2024	962.1	16.407.0	3.696.6	9.197.6	1.391.3	14.940.9	3.881.5	9.197.6	1.266.4	13.913.4	3.585.3
12-31-2025	1.086.2	17.422.2	3.989.9	9.079.5	1.536.6	15.877.5	4.182.9	9.079.5	1.401.6	14.736.4	3.857.7
12-31-2026	1.020.7	16.132.3	3.709.4	8.308.8	1.467.1	14.635.3	3.906.4	8.308.8	1.337.8	13.603.7	3.605.1
12-31-2027	948.5	14.280.7	3.328.6	7.589.3	1.352.5	12.935.6	3.508.5	7.589.3	1.234.3	12.023.2	3.238.2
12-31-2028	877.0	12.759.6	3.003.6	6.993.7	1.268.5	11.560.4	3.163.6	6.993.7	1.129.7	10.748.6	2.921.2
12-31-2029	800.0	11.452.3	2.708.7	6.465.5	1.122.4	10.377.3	2.851.9	6.465.5	1.025.4	9.656.5	2.634.8
12-31-2030	733.4	10.321.3	2.453.6	5.992.6	1.023.7	9.353.0	2.582.5	5.992.6	935.3	8.707.8	2.386.6
12-31-2031	675.0	9.341.6	2.232.0	5.569.4	938.1	8.464.6	2.348.8	5.569.4	864.2	7.920.6	2.184.3
12-31-2032	623.0	8.484.3	2.037.0	5.186.2	862.0	7.687.5	2.143.2	5.186.2	794.2	7.193.6	1.993.2
12-31-2033	575.8	7.741.7	1.866.1	4.823.9	794.4	7.013.5	1.963.3	4.823.9	732.1	6.562.8	1.825.9
12-31-2034	533.7	7.071.9	1.712.4	4.514.3	733.4	6.406.6	1.801.2	4.514.3	676.1	5.994.6	1.675.1
12-31-2035	494.6	6.459.6	1.571.2	4.218.6	677.0	5.851.8	1.652.3	4.218.6	624.2	5.474.8	1.536.7
12-31-2036	460.2	5.952.4	1.452.3	3.953.6	628.3	5.392.3	1.527.0	3.953.6	579.4	5.044.5	1.420.1
12-31-2037	427.0	5.502.5	1.344.1	3.667.7	582.6	4.984.4	1.413.3	3.667.7	537.2	4.662.4	1.314.3
12-31-2038	397.7	5.057.6	1.240.7	3.403.1	541.5	4.579.6	1.304.8	3.403.1	499.4	4.283.0	1.213.2
12-31-2039	371.5	4.651.7	1.146.8	3.201.9	504.1	4.211.2	1.206.0	3.201.9	465.0	3.937.7	1.121.3
12-31-2040	345.6	4.311.4	1.064.1	2.976.9	468.7	3.902.6	1.119.2	2.976.9	432.3	3.648.5	1.040.4
12-31-2041	323.2	4.000.8	990.0	2.786.2	437.7	3.621.1	1.041.2	2.786.2	403.7	3.384.7	967.8
12-31-2042	302.7	3.685.4	916.9	2.627.5	408.2	3.335.4	964.1	2.627.5	376.7	3.116.7	896.1
12-31-2043	280.9	3.357.8	840.6	2.455.5	377.2	3.038.6	883.7	2.455.5	348.1	2.838.2	821.2
12-31-2044	260.5	3.112.1	779.2	2.305.5	350.3	2.815.0	819.5	2.305.5	323.3	2.628.8	761.4
12-31-2045	242.7	2.879.8	722.7	2.137.0	326.4	2.603.5	760.3	2.137.0	301.2	2.430.7	706.3
12-31-2046	225.3	2.679.0	671.8	1.979.4	303.5	2.421.2	707.0	1.979.4	280.0	2.260.2	656.7
12-31-2047	210.6	2.473.0	622.8	1.868.7	283.0	2.234.6	655.4	1.868.7	261.2	2.085.4	608.7
12-31-2048	83.6	984.9	247.7	744.3	112.4	890.0	260.7	744.3	103.7	830.5	242.1
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	14,821.4	207,809.4	49,456.3	131,413.8	20,343.4	189,045.7	51,851.0	131,413.8	18,639.9	175,916.7	47,959.7

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	81	81	13.833.4	9.978.3	23.811.7	0.0	0.0	10.190.6	13.621.2	13.621.2	13.014.9	13.014.9
12-31-2022	118	118	22.898.5	20.096.0	42.994.5	13.173.8	2.059.4	19.092.3	8.669.0	22.290.1	7.354.1	20.369.0
12-31-2023	171	171	36.949.9	31.754.3	68.704.2	17.183.6	-866.0	29.288.4	23.098.2	45.388.3	18.278.8	38.647.8
12-31-2024	246	246	51.614.2	49.160.6	100.774.9	37.161.1	939.3	37.443.6	25.230.9	70.619.2	17.751.0	56.398.7
12-31-2025	311	311	57.245.8	51.159.7	108.405.5	17.396.2	2.037.1	40.087.0	48.885.2	119.504.4	31.705.4	88.104.2
12-31-2026	325	325	54.410.6	47.727.6	102.138.2	649.6	-162.5	39.116.9	62.534.3	182.038.7	37.057.5	125.161.7
12-31-2027	322	322	50.270.8	42.468.9	92.739.8	5.109.0	2.534.6	37.159.4	47.936.8	229.975.5	25.820.4	150.982.2
12-31-2028	321	321	46.102.0	37.985.2	84.087.2	0.0	2.337.0	35.588.2	46.162.0	276.137.5	22.627.3	173.609.5
12-31-2029	319	319	41.301.8	34.144.2	75.446.1	0.0	2.147.7	34.202.9	39.095.4	315.232.9	17.423.5	191.032.9
12-31-2030	316	316	37.636.8	30.792.2	68.428.9	0.0	1.982.8	32.966.0	33.480.1	348.713.0	13.563.9	204.596.8
12-31-2031	313	313	34.830.8	27.956.9	62.787.7	0.0	1.834.7	31.870.4	29.082.6	377.795.7	10.711.2	215.308.1
12-31-2032	308	308	32.043.1	25.387.2	57.430.3	0.0	1.704.7	28.693.5	27.032.0	404.827.7	9.032.8	224.340.8
12-31-2033	304	304	29.555.3	23.141.0	52.696.3	0.0	1.574.5	25.359.5	25.762.4	430.590.1	7.839.5	232.180.3
12-31-2034	297	297	27.315.6	21.134.6	48.450.3	0.0	1.463.6	24.165.1	22.821.6	453.411.6	6.313.5	238.493.8
12-31-2035	289	289	25.241.2	19.296.0	44.537.2	0.0	1.360.7	23.011.9	20.164.6	473.576.2	5.071.3	243.565.1
12-31-2036	285	285	23.442.2	17.778.4	41.220.6	0.0	1.270.7	22.139.0	17.811.0	491.387.2	4.072.4	247.637.5
12-31-2037	281	281	21.739.6	16.426.1	38.165.7	0.0	1.179.2	21.336.0	15.650.5	507.037.7	3.253.3	250.890.9
12-31-2038	277	277	20.219.2	15.056.7	35.276.0	0.0	1.101.2	20.553.0	13.621.7	520.659.5	2.574.5	253.465.4
12-31-2039	273	273	18.839.7	13.828.2	32.667.9	0.0	1.027.6	19.816.5	11.823.8	532.483.3	2.031.5	255.496.9
12-31-2040	266	266	17.519.0	12.802.1	30.321.0	0.0	963.7	19.116.3	10.241.1	542.724.3	1.599.7	257.096.6
12-31-2041	261	261	16.365.8	11.868.8	28.234.7	0.0	903.6	18.512.7	8.818.4	551.542.7	1.252.5	258.349.1
12-31-2042	257	257	15.281.8	10.924.7	26.206.5	0.0	2.052.7	17.900.6	6.253.2	557.796.0	808.6	259.157.7
12-31-2043	244	244	14.138.6	9.942.2	24.080.8	0.0	2.004.7	17.061.6	5.014.4	562.810.4	589.6	259.747.3
12-31-2044	233	233	13.125.5	9.186.2	22.311.7	0.0	1.961.7	16.396.1	3.953.9	566.764.3	423.0	260.170.3
12-31-2045	225	225	12.229.3	8.469.2	20.698.5	0.0	1.919.7	15.804.3	2.974.4	569.738.7	289.6	260.459.9
12-31-2046	214	214	11.363.6	7.861.8	19.225.5	0.0	30.0	15.219.3	3.976.2	573.714.9	350.7	260.810.5
12-31-2047	207	207	10.605.4	7.246.2	17.851.6	0.0	0.0	14.708.1	3.143.5	576.858.4	252.1	261.062.6
12-31-2048	203	203	4.211.2	2.885.2	7.096.5	0.0	900.0	6.019.1	177.3	577.035.8	14.4	261.077.0
TOTAL DE 27.42 TOTAL	760,330.9	616,458.7	1,376,789.6	90,673.3	36,262.3	672,818.2	577,035.8	577,035.8	261,077.0	261,077.0		

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 248

difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de recursos contingentes e fluxo de caixa são para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XV

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DE AQUISIÇÃO EM POTENCIAL

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DE MIRANGA
BRASIL

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P)

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE

NENHUMA RESERVA ECONÔMICA

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLETAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO M\$	GÁS M\$	TOTAL M\$	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono M\$	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO M\$	ACUM M\$	PERÍODO M\$	ACUM M\$

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 249

reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barril (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barril de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de recursos contingentes e fluxo de caixa são para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XVI

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DE AQUISIÇÃO EM POTENCIAL

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DE MIRANGA
BRASIL

MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS			
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	331.1	4,573.2	1,093.3	4,515.3	331.1	4,436.0	1,070.4	4,515.3	294.9	3,960.2	955.0
12-31-2022	501.0	6,658.6	1,610.8	6,327.0	578.3	6,283.6	1,625.5	6,327.0	525.1	5,740.0	1,481.8
12-31-2023	728.2	10,236.6	2,434.3	8,525.0	981.5	9,354.8	2,540.7	8,525.0	893.3	8,683.9	2,340.6
12-31-2024	979.5	18,799.5	4,112.7	9,200.4	1,427.9	17,218.1	4,297.5	9,200.4	1,298.6	16,034.0	3,970.9
12-31-2025	1,153.7	20,449.2	4,561.9	9,093.6	1,604.1	18,813.7	4,739.7	9,093.6	1,464.1	17,465.3	4,374.9
12-31-2026	1,147.1	20,526.4	4,568.1	8,443.5	1,597.5	18,888.6	4,745.6	8,443.5	1,458.5	17,553.6	4,384.1
12-31-2027	1,146.4	18,257.8	4,189.3	7,727.0	1,596.8	16,688.1	4,378.1	7,727.0	1,459.3	15,481.3	4,039.6
12-31-2028	1,068.6	16,168.2	3,763.3	7,122.2	1,517.9	14,663.7	3,961.8	7,122.2	1,386.6	13,599.5	3,653.2
12-31-2029	971.7	14,395.6	3,370.9	6,580.0	1,386.7	13,022.0	3,557.0	6,580.0	1,266.8	12,096.1	3,282.8
12-31-2030	888.8	12,905.1	3,039.6	6,095.8	1,260.4	11,674.7	3,206.2	6,095.8	1,152.1	10,859.5	2,962.0
12-31-2031	816.6	11,636.8	2,756.1	5,663.5	1,151.9	10,526.9	2,906.4	5,663.5	1,059.8	9,827.9	2,697.7
12-31-2032	752.7	10,541.0	2,509.6	5,272.6	1,056.4	9,535.7	2,645.7	5,272.6	972.6	8,910.7	2,457.7
12-31-2033	695.2	9,597.1	2,294.7	4,903.7	972.2	8,680.8	2,419.0	4,903.7	895.3	8,113.1	2,247.5
12-31-2034	644.0	8,754.5	2,103.1	4,588.4	896.5	7,918.8	2,216.3	4,588.4	825.8	7,400.4	2,059.2
12-31-2035	596.6	7,992.1	1,928.7	4,287.8	827.2	7,229.2	2,032.1	4,287.8	762.1	6,755.1	1,888.0
12-31-2036	554.9	7,353.0	1,780.4	4,018.5	766.9	6,651.3	1,875.5	4,018.5	706.7	6,214.5	1,742.5
12-31-2037	515.1	6,786.4	1,646.1	3,728.8	710.8	6,138.6	1,733.9	3,728.8	655.1	5,734.8	1,610.9
12-31-2038	479.8	6,237.5	1,519.3	3,460.7	660.4	5,640.4	1,600.5	3,460.7	608.7	5,268.3	1,486.8
12-31-2039	448.0	5,738.4	1,404.4	3,256.3	614.5	5,188.4	1,479.3	3,256.3	566.5	4,845.0	1,374.0
12-31-2040	417.0	5,314.2	1,302.7	3,028.4	571.4	4,804.5	1,372.2	3,028.4	526.8	4,485.6	1,274.4
12-31-2041	390.1	4,927.8	1,211.4	2,834.9	533.3	4,454.9	1,275.8	2,834.9	491.7	4,158.3	1,184.8
12-31-2042	365.3	4,543.6	1,122.6	2,673.6	497.4	4,107.5	1,182.0	2,673.6	458.7	3,832.8	1,097.5
12-31-2043	339.6	4,153.5	1,031.8	2,499.2	460.5	3,754.6	1,086.2	2,499.2	424.7	3,501.9	1,008.4
12-31-2044	315.5	3,850.4	957.3	2,346.9	428.1	3,479.5	1,008.0	2,346.9	394.9	3,244.4	935.6
12-31-2045	294.3	3,565.3	888.5	2,176.2	399.1	3,220.5	935.8	2,176.2	368.1	3,002.1	868.5
12-31-2046	273.6	3,315.8	826.3	2,016.6	371.4	2,994.5	870.5	2,016.6	342.6	2,790.9	807.7
12-31-2047	256.1	3,065.0	766.9	1,903.9	346.6	2,767.7	807.9	1,903.9	319.7	2,578.6	749.5
12-31-2048	239.2	2,864.6	716.6	1,791.4	324.0	2,586.3	755.0	1,791.4	298.9	2,409.1	700.4
12-31-2049	223.0	2,633.4	661.9	1,701.2	301.5	2,376.4	697.6	1,701.2	278.1	2,212.6	646.9
12-31-2050	123.4	1,443.6	364.0	949.6	166.3	1,302.8	383.5	949.6	153.5	1,212.6	355.6

Rua Pereira Estéfano, nº 114 - conjunto 310
04144-070 São Paulo, SP
+55 (11) 3384-8550 / +55 (11) 99153-0636
cristina@aliancatraducoes.com.br

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 250

TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO		17,656.0	257,284.2	60,536.7	136,732.1	24,338.6	234,402.7	63,405.7	136,732.1	22,309.6	217,971.7	58,638.2
		230,005.9	844,855.6	370,815.2	283,548.0							
		247,661.9	1,102,139.8	431,351.9	420,280.1							
PERIODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽¹⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital MS	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. MS	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERIODO MS	ACUM MS	PERIODO MS	ACUM MS
12-31-2021	80.7	80.7	13,833.4	9,978.3	23,811.7	0.0	0.0	10,190.6	13,621.2	13,621.2	13,014.9	13,014.9
12-31-2022	117.7	117.7	22,898.5	20,096.0	42,994.5	13,173.8	2,059.4	19,092.3	8,669.0	22,290.1	7,354.1	20,369.0
12-31-2023	170.9	170.9	37,150.3	32,251.3	69,401.6	21,404.8	-866.0	29,460.4	19,402.4	41,692.6	15,491.1	35,860.1
12-31-2024	246.3	246.3	52,832.4	54,663.3	107,495.7	39,902.5	939.3	39,717.4	26,936.6	68,629.1	19,031.7	54,891.8
12-31-2025	320.3	320.3	60,020.1	57,700.4	117,720.5	41,557.1	2,037.1	43,204.8	30,921.5	99,550.7	20,056.0	74,947.7
12-31-2026	351.2	351.2	59,725.3	57,287.2	117,012.6	23,193.7	-162.5	43,999.9	49,981.6	149,532.2	29,357.5	104,305.2
12-31-2027	359.2	359.2	59,740.8	52,208.1	111,948.9	13,558.0	2,534.6	42,004.2	53,852.1	203,384.3	28,902.4	133,207.6
12-31-2028	360.4	360.4	56,498.8	47,192.8	103,691.6	0.0	2,337.0	39,943.3	61,411.4	264,795.7	30,091.6	163,299.2
12-31-2029	358.2	358.2	50,840.9	42,368.6	93,209.5	0.0	2,147.7	38,112.6	52,949.1	317,744.9	23,594.4	186,893.6
12-31-2030	355.0	355.0	46,203.0	38,039.5	84,242.5	0.0	1,982.8	36,529.2	45,730.5	363,475.4	18,523.8	205,417.4
12-31-2031	351.7	351.7	42,574.3	34,381.0	76,955.2	0.0	1,834.7	35,155.0	39,965.5	403,440.9	14,716.7	220,134.2
12-31-2032	347.3	347.3	39,118.2	31,163.9	70,282.0	0.0	1,704.7	32,300.5	36,276.9	439,717.8	12,130.4	232,264.6
12-31-2033	342.6	342.6	36,036.1	28,356.5	64,392.7	0.0	1,574.5	29,242.9	33,575.3	473,293.1	10,215.9	242,480.5
12-31-2034	336.2	336.2	33,272.2	25,867.1	59,139.3	0.0	1,463.6	27,785.3	29,890.4	503,183.5	8,268.0	250,748.5
12-31-2035	328.0	328.0	30,733.0	23,611.0	54,344.0	0.0	1,360.7	26,403.1	26,580.2	529,763.7	6,683.9	257,432.5
12-31-2036	324.3	324.3	28,518.8	21,723.6	50,242.5	0.0	1,270.7	25,328.9	23,642.9	553,406.6	5,405.0	262,837.5
12-31-2037	320.1	320.1	26,443.0	20,044.0	46,486.9	0.0	1,179.2	24,347.6	20,960.1	574,366.7	4,356.3	267,193.8
12-31-2038	316.0	316.0	24,585.1	18,382.9	42,967.9	0.0	1,101.2	23,405.6	18,461.1	592,827.8	3,488.4	270,682.2
12-31-2039	311.6	311.6	22,898.9	16,893.0	39,791.9	0.0	1,027.6	22,526.5	16,237.8	609,065.5	2,789.3	273,471.5
12-31-2040	305.0	305.0	21,298.5	15,631.7	36,930.2	0.0	963.7	21,697.9	14,268.5	623,334.1	2,228.3	275,699.8
12-31-2041	300.3	300.3	19,889.6	14,484.1	34,373.7	0.0	903.6	20,978.3	12,491.9	635,826.0	1,773.6	277,473.4
12-31-2042	295.6	295.6	18,571.1	13,347.4	31,918.5	0.0	2,052.7	20,260.9	9,604.9	645,430.8	1,240.9	278,714.3
12-31-2043	283.2	283.2	17,211.9	12,190.9	29,402.8	0.0	2,004.7	19,326.1	8,072.0	653,502.8	948.1	279,662.5
12-31-2044	272.2	272.2	15,998.8	11,273.8	27,272.7	0.0	1,961.7	18,572.8	6,738.2	660,241.0	719.8	280,382.3
12-31-2045	263.5	263.5	14,917.1	10,408.4	25,325.5	0.0	1,919.7	17,900.2	5,505.6	665,746.6	534.9	280,917.2
12-31-2046	253.3	253.3	13,879.3	9,663.2	23,542.5	0.0	30.0	17,240.7	6,271.8	672,018.4	552.9	281,470.1
12-31-2047	245.9	245.9	12,961.1	8,922.5	21,883.6	0.0	0.0	16,661.0	5,222.7	677,241.1	418.6	281,888.7
12-31-2048	240.4	240.4	12,113.7	8,324.9	20,438.6	0.0	120.0	16,202.8	4,115.8	681,356.9	300.3	282,189.1
12-31-2049	227.9	227.9	11,279.2	7,627.3	18,906.5	0.0	90.0	15,515.5	3,301.0	684,657.9	218.5	282,407.6
12-31-2050	222.1	222.1	6,227.7	4,180.9	10,408.7	0.0	1,860.0	8,813.7	-265.0	684,392.9	-13.5	282,394.1
TOTAL DE 29,58 ANOS	908,271.2	748,263.7	1,656,535.0	152,789.9	37,432.3	781,919.9	684,392.9	684,392.9	684,392.9	282,394.1	282,394.1	

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de recursos contingentes e fluxo de caixa são para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

⁽¹⁾ Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

⁽²⁾ A quantidade de complementos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementos ativos para cada período.

⁽³⁾ A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 251

determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XVII

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DE AQUISIÇÃO EM POTENCIAL
DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
POLO DE MIRANGA
BRASIL
RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P) + MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS
CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBOE	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBOE	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	331.1	4,573.2	1,093.3	4,515.3	331.1	4,436.0	1,070.4	4,515.3	294.9	3,960.2	955.0
12-31-2022	501.0	6,658.6	1,610.8	6,327.0	578.3	6,283.6	1,625.5	6,327.0	525.1	5,740.0	1,481.8
12-31-2023	728.2	10,236.6	2,434.3	8,525.0	981.5	9,354.8	2,540.7	8,525.0	893.3	8,683.9	2,340.6
12-31-2024	979.5	18,799.5	4,112.7	9,200.4	1,427.9	17,218.1	4,297.5	9,200.4	1,298.6	16,034.0	3,970.9
12-31-2025	1,153.7	20,449.2	4,561.9	9,093.6	1,604.1	18,813.7	4,739.7	9,093.6	1,464.1	17,465.3	4,374.9
12-31-2026	1,147.1	20,526.4	4,568.1	8,443.5	1,597.5	18,888.6	4,745.6	8,443.5	1,458.5	17,553.6	4,384.1
12-31-2027	1,146.4	18,257.8	4,189.3	7,727.0	1,596.8	16,688.1	4,378.1	7,727.0	1,459.3	15,481.3	4,039.6
12-31-2028	1,068.6	16,168.2	3,763.3	7,122.2	1,517.9	14,663.7	3,961.8	7,122.2	1,386.6	13,599.5	3,653.2
12-31-2029	971.7	14,395.6	3,370.9	6,580.0	1,386.7	13,022.0	3,557.0	6,580.0	1,266.8	12,096.1	3,282.8
12-31-2030	888.8	12,905.1	3,039.6	6,095.8	1,260.4	11,674.7	3,206.2	6,095.8	1,152.1	10,859.5	2,962.0
12-31-2031	816.6	11,636.8	2,756.1	5,663.5	1,151.9	10,526.9	2,906.4	5,663.5	1,059.8	9,827.9	2,697.7
12-31-2032	752.7	10,541.0	2,509.6	5,272.6	1,056.4	9,535.7	2,645.7	5,272.6	972.6	8,910.7	2,457.7
12-31-2033	695.2	9,597.1	2,294.7	4,903.7	972.2	8,680.8	2,419.0	4,903.7	895.3	8,113.1	2,247.5
12-31-2034	644.0	8,754.5	2,103.1	4,588.4	896.5	7,918.8	2,216.3	4,588.4	825.8	7,400.4	2,059.2
12-31-2035	596.6	7,992.1	1,928.7	4,287.8	827.2	7,229.2	2,032.1	4,287.8	762.1	6,755.1	1,888.0
12-31-2036	554.9	7,353.0	1,780.4	4,018.5	766.9	6,651.3	1,875.5	4,018.5	706.7	6,214.5	1,742.5
12-31-2037	515.1	6,786.4	1,646.1	3,728.8	710.8	6,138.6	1,733.9	3,728.8	655.1	5,734.8	1,610.9
12-31-2038	479.8	6,237.5	1,519.3	3,460.7	660.4	5,640.4	1,600.5	3,460.7	608.7	5,268.3	1,486.8
12-31-2039	448.0	5,738.4	1,404.4	3,256.3	614.5	5,188.4	1,479.3	3,256.3	566.5	4,845.0	1,374.0
12-31-2040	417.0	5,314.2	1,302.7	3,028.4	571.4	4,804.5	1,372.2	3,028.4	526.8	4,485.6	1,274.4
12-31-2041	390.1	4,927.8	1,211.4	2,834.9	533.3	4,454.9	1,275.8	2,834.9	491.7	4,158.3	1,184.8
12-31-2042	365.3	4,543.6	1,122.6	2,673.6	497.4	4,107.5	1,182.0	2,673.6	458.7	3,832.8	1,097.5
12-31-2043	339.6	4,153.5	1,031.8	2,499.2	460.5	3,754.6	1,086.2	2,499.2	424.7	3,501.9	1,008.4
12-31-2044	315.5	3,850.4	957.3	2,346.9	428.1	3,479.5	1,008.0	2,346.9	394.9	3,244.4	935.6
12-31-2045	294.3	3,565.3	888.5	2,176.2	399.1	3,220.5	935.8	2,176.2	368.1	3,002.1	868.5
12-31-2046	273.6	3,315.8	826.3	2,016.6	371.4	2,994.5	870.5	2,016.6	342.6	2,790.9	807.7
12-31-2047	256.1	3,065.0	766.9	1,903.9	346.6	2,767.7	807.9	1,903.9	319.7	2,578.6	749.5
12-31-2048	239.2	2,864.6	716.6	1,791.4	324.0	2,586.3	755.0	1,791.4	298.9	2,409.1	700.4
12-31-2049	223.0	2,633.4	661.9	1,701.2	301.5	2,376.4	697.6	1,701.2	278.1	2,212.6	646.9
12-31-2050	123.4	1,443.6	364.0	949.6	166.3	1,302.8	383.5	949.6	153.5	1,212.6	355.6
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	17,656.0	257,284.2	60,536.7	136,732.1	24,338.6	234,402.7	63,405.7	136,732.1	22,309.6	217,971.7	58,638.2

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 252

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM M\$	PERÍODO MS	ACUM M\$
12-31-2021	81	81	13,833.4	9,978.3	23,811.7	0.0	0.0	10,190.6	13,621.2	13,621.2	13,014.9	13,014.9
12-31-2022	118	118	22,898.5	20,096.0	42,994.5	13,173.8	2,059.4	19,092.3	8,669.0	22,290.1	7,354.1	20,369.0
12-31-2023	171	171	37,150.3	32,251.3	69,401.6	21,404.8	-866.0	29,460.4	19,402.4	41,692.6	15,491.1	35,860.1
12-31-2024	246	246	52,832.4	54,663.3	107,495.7	39,902.5	939.3	39,717.4	26,936.6	68,629.1	19,031.7	54,891.8
12-31-2025	320	320	60,020.1	57,700.4	117,720.5	41,557.1	2,037.1	43,204.8	30,921.5	99,550.7	20,056.0	74,947.7
12-31-2026	351	351	59,725.3	57,287.2	117,012.6	23,193.7	-162.5	43,999.9	49,981.6	149,532.2	29,357.5	104,305.2
12-31-2027	359	359	59,740.8	52,208.1	111,948.9	13,558.0	2,534.6	42,004.2	53,852.1	203,384.3	28,902.4	133,207.6
12-31-2028	360	360	56,498.8	47,192.8	103,691.6	0.0	2,337.0	39,943.3	61,411.4	264,795.7	30,091.6	163,299.2
12-31-2029	358	358	50,840.9	42,368.6	93,209.5	0.0	2,147.7	38,112.6	52,949.1	317,744.9	23,594.4	186,893.6
12-31-2030	355	355	46,203.0	38,039.5	84,242.5	0.0	1,982.8	36,529.2	45,730.5	363,475.4	18,523.8	205,417.4
12-31-2031	352	352	42,574.3	34,381.0	76,955.2	0.0	1,834.7	35,155.0	39,965.5	403,440.9	14,716.7	220,134.2
12-31-2032	347	347	39,118.2	31,163.9	70,282.0	0.0	1,704.7	32,300.5	36,276.9	439,717.8	12,130.4	232,264.6
12-31-2033	343	343	36,036.1	28,356.5	64,392.7	0.0	1,574.5	29,242.9	33,575.3	473,293.1	10,215.9	242,480.5
12-31-2034	336	336	33,272.2	25,867.1	59,139.3	0.0	1,463.6	27,785.3	29,890.4	503,183.5	8,268.0	250,748.5
12-31-2035	328	328	30,733.0	23,611.0	54,344.0	0.0	1,360.7	26,403.1	26,580.2	529,763.7	6,683.9	257,432.5
12-31-2036	324	324	28,518.8	21,723.6	50,242.5	0.0	1,270.7	25,328.9	23,642.9	553,406.6	5,405.0	262,837.5
12-31-2037	320	320	26,443.0	20,044.0	46,486.9	0.0	1,179.2	24,347.6	20,960.1	574,366.7	4,356.3	267,193.8
12-31-2038	316	316	24,585.1	18,382.9	42,967.9	0.0	1,101.2	23,405.6	18,461.1	592,827.8	3,488.4	270,682.2
12-31-2039	312	312	22,898.9	16,893.0	39,791.9	0.0	1,027.6	22,526.5	16,237.8	609,065.5	2,789.3	273,471.5
12-31-2040	305	305	21,298.5	15,631.7	36,930.2	0.0	963.7	21,697.9	14,268.5	623,334.1	2,228.3	275,699.8
12-31-2041	300	300	19,889.6	14,484.1	34,373.7	0.0	903.6	20,978.3	12,491.9	635,826.0	1,773.6	277,473.4
12-31-2042	296	296	18,571.1	13,347.4	31,918.5	0.0	2,052.7	20,260.9	9,604.9	645,430.8	1,240.9	278,714.3
12-31-2043	283	283	17,211.9	12,190.9	29,402.8	0.0	2,004.7	19,326.1	8,072.0	653,502.8	948.1	279,662.5
12-31-2044	272	272	15,998.8	11,273.8	27,272.7	0.0	1,961.7	18,572.8	6,738.2	660,241.0	719.8	280,382.3
12-31-2045	264	264	14,917.1	10,408.4	25,325.5	0.0	1,919.7	17,900.2	5,505.6	665,746.6	534.9	280,917.2
12-31-2046	253	253	13,879.3	9,663.2	23,542.5	0.0	30.0	17,240.7	6,271.8	672,018.4	552.9	281,470.1
12-31-2047	246	246	12,961.1	8,922.5	21,883.6	0.0	0.0	16,661.0	5,222.7	677,241.1	418.6	281,888.7
12-31-2048	240	240	12,113.7	8,324.9	20,438.6	0.0	120.0	16,202.8	4,115.8	681,356.9	300.3	282,189.1
12-31-2049	228	228	11,279.2	7,627.3	18,906.5	0.0	90.0	15,515.5	3,301.0	684,657.9	218.5	282,407.6
12-31-2050	222	222	6,227.7	4,180.9	10,408.7	0.0	1,860.0	8,813.7	-265.0	684,392.9	-13.5	282,394.1
TOTAL DE 29,58 TOTAL	908,271.2	748,263.7	1,656,535.0	152,789.9	37,432.3	781,919.9	684,392.9	684,392.9	684,392.9	282,394.1	282,394.1	

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas de recursos contingentes e fluxo de caixa são para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 253

Tabela XVIII

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA ET AL.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBOE	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBOE	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	4,374.0	4,231.1	5,079.1	53,220.7	3,845.3	3,763.5	4,472.6	47,445.1	3,458.2	3,357.5	4,017.8
12-31-2022	5,011.7	4,864.7	5,822.5	58,913.4	4,322.7	4,339.0	5,045.8	52,363.2	3,883.6	3,860.6	4,527.0
12-31-2023	5,389.1	4,991.2	6,221.0	59,726.6	4,635.4	4,451.7	5,377.3	53,303.9	4,160.9	3,959.7	4,820.8
12-31-2024	5,145.6	5,252.5	6,021.0	59,598.4	4,512.5	4,709.2	5,297.4	53,526.1	4,049.3	4,186.8	4,747.1
12-31-2025	3,368.8	3,241.9	3,909.1	35,277.7	2,926.7	2,896.1	3,409.4	31,917.0	2,622.3	2,566.6	3,050.0
12-31-2026	1,122.2	296.1	1,171.6	2,205.0	845.7	222.0	882.7	2,035.1	752.6	185.2	783.5
12-31-2027	879.7	255.3	922.3	1,943.8	666.6	195.1	699.1	1,801.2	593.3	162.9	620.4
12-31-2028	684.0	204.9	718.1	1,764.4	521.6	157.5	547.9	1,635.6	464.2	130.8	486.0
12-31-2029	541.1	166.9	568.9	1,627.8	415.4	129.1	436.9	1,507.1	369.7	106.5	387.5
12-31-2030	426.3	111.5	444.9	1,489.0	328.1	83.1	341.9	1,372.5	292.0	67.7	303.3
12-31-2031	345.3	91.1	360.4	1,408.1	267.6	68.2	279.0	1,294.5	238.2	55.0	247.3
12-31-2032	281.5	75.3	294.0	1,233.9	219.5	56.6	228.9	1,122.5	195.3	45.1	202.9
12-31-2033	194.1	52.6	202.9	948.6	151.9	39.7	158.6	857.0	135.2	31.2	140.4
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	27,763.3	23,835.2	31,735.8	279,357.5	23,658.9	21,110.8	27,177.4	250,180.9	21,214.9	18,715.7	24,334.1
	225,403.6	337,794.6	281,702.7	372,962.5							
	253,166.9	361,629.8	313,438.5	652,320.1							

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	534	518	159,974.3	9,064.9	169,039.2	28,306.5	4,310.1	57,389.9	79,032.7	79,032.7	75,063.9	75,063.9
12-31-2022	594	575	173,767.2	9,620.0	183,387.2	31,964.0	4,817.5	60,979.2	85,626.6	164,659.3	74,265.1	149,328.9
12-31-2023	638	616	174,726.1	9,395.0	184,121.1	30,219.5	4,056.2	62,882.8	86,962.7	251,622.0	68,554.9	217,883.8
12-31-2024	680	658	170,394.2	9,677.2	180,071.4	16,071.1	4,134.4	64,100.7	95,765.1	347,387.1	68,629.5	286,513.4
12-31-2025	469	448	110,133.7	5,750.8	115,884.4	2,727.0	2,294.9	45,665.3	65,197.3	412,584.4	43,019.4	329,532.8
12-31-2026	97	76	32,501.4	300.9	32,802.2	1,831.4	204.1	9,420.7	21,346.0	433,930.4	12,683.5	342,196.3
12-31-2027	91	71	25,505.6	264.5	25,770.1	0.0	1.5	8,554.9	17,213.7	451,144.1	9,294.7	351,491.0
12-31-2028	88	69	19,897.1	212.3	20,109.4	0.0	7.6	8,257.8	11,844.0	462,988.1	5,815.0	357,305.9
12-31-2029	86	67	15,796.1	172.8	15,969.0	0.0	12.4	8,060.5	7,896.1	470,884.2	3,525.7	360,831.6
12-31-2030	78	60	12,458.9	109.8	12,568.7	0.0	12.4	7,548.7	5,007.6	475,891.9	2,034.0	362,865.6
12-31-2031	76	59	10,131.0	89.2	10,220.2	0.0	89.1	7,350.5	2,780.5	478,672.4	1,029.5	363,895.1
12-31-2032	73	56	8,287.4	73.3	8,360.7	0.0	267.2	6,836.9	1,256.6	479,929.0	427.8	364,323.0
12-31-2033	55	42	5,726.0	50.7	5,776.7	0.0	276.4	5,419.2	81.1	480,010.1	30.7	364,353.7
12-31-2034	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	193.4	0.0	-193.4	479,816.7	-51.1	364,302.5
TOTAL DE 12,83 ANOS	919,299.0	44,781.4	964,080.4	111,119.4	20,677.3	352,467.0	479,816.7	479,816.7	479,816.7	364,302.5	364,302.5	364,302.5

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto, condensado e líquidos de gás natural (NGL). Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBOE); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 254

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem recursos contingentes e fluxo de caixa para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de completamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de completamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de completamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de completamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XIX

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA ET AL.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BRASIL

ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMCF	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMCF	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	334.9	4,576.0	1,097.6	4,605.8	334.9	4,438.6	1,074.7	4,605.8	298.4	3,962.4	958.8
12-31-2022	524.9	6,749.1	1,649.7	6,569.3	602.1	6,366.9	1,663.2	6,569.3	546.3	5,814.0	1,515.3
12-31-2023	817.2	10,324.7	2,538.0	9,166.6	1,064.3	9,440.8	2,637.8	9,166.6	967.1	8,752.0	2,425.8
12-31-2024	1,320.3	17,067.6	4,163.2	12,357.4	1,749.5	15,539.9	4,339.5	12,357.4	1,586.2	14,445.9	3,993.8
12-31-2025	2,932.4	19,689.2	6,213.9	36,214.5	3,373.6	17,987.8	6,371.5	36,188.7	3,045.9	16,613.4	5,814.8
12-31-2026	4,652.7	20,667.1	8,097.2	63,499.5	5,079.4	18,857.9	8,222.4	63,432.2	4,570.7	17,357.5	7,463.6
12-31-2027	4,310.3	18,421.8	7,380.7	58,192.4	4,697.5	16,793.9	7,496.5	58,116.8	4,228.5	15,452.5	6,803.9
12-31-2028	3,957.3	16,390.1	6,689.0	54,418.7	4,302.8	14,945.7	6,793.8	54,333.7	3,874.8	13,757.0	6,167.6
12-31-2029	3,688.2	14,759.3	6,148.1	49,836.8	3,998.4	13,469.6	6,243.3	49,741.2	3,600.5	12,404.7	5,667.9
12-31-2030	3,337.8	13,301.9	5,554.8	45,206.0	3,617.8	12,140.8	5,641.2	45,098.5	3,257.6	11,185.1	5,121.8
12-31-2031	2,946.1	11,967.3	4,940.6	41,011.3	3,200.3	10,918.0	5,020.0	40,890.3	2,889.0	10,100.0	4,572.3
12-31-2032	2,618.4	10,822.3	4,422.1	36,670.5	2,849.9	9,871.0	4,495.1	36,534.5	2,573.1	9,132.8	4,095.3
12-31-2033	2,258.8	9,771.6	3,887.4	29,694.2	2,464.5	8,903.5	3,948.4	29,549.9	2,225.4	8,239.9	3,598.7
12-31-2034	1,849.1	8,666.8	3,093.6	16,513.5	1,810.6	7,865.7	3,121.6	16,438.5	1,635.3	7,283.6	2,849.2
12-31-2035	1,497.4	7,885.8	2,811.7	15,662.4	1,649.7	7,157.3	2,842.6	15,607.0	1,490.4	6,627.7	2,595.0
12-31-2036	1,347.8	7,233.9	2,553.4	14,248.9	1,494.1	6,566.3	2,588.5	14,207.1	1,350.3	6,081.2	2,363.9
12-31-2037	1,187.0	6,664.4	2,297.8	12,367.6	1,332.4	6,050.8	2,340.8	12,334.4	1,204.9	5,604.1	2,138.9
12-31-2038	1,086.2	6,103.9	2,103.6	11,493.2	1,221.7	5,540.0	2,145.0	11,469.9	1,105.1	5,130.8	1,960.2
12-31-2039	979.4	5,580.6	1,909.5	11,137.5	1,110.6	5,065.6	1,954.8	11,124.2	1,005.0	4,691.5	1,786.9
12-31-2040	894.1	5,141.3	1,751.0	10,767.8	1,016.7	4,666.1	1,794.4	10,760.6	920.3	4,321.8	1,640.6
12-31-2041	814.3	4,740.9	1,604.5	10,468.8	928.8	4,301.9	1,645.8	10,468.8	840.9	3,984.8	1,505.1
12-31-2042	712.4	4,279.9	1,425.7	9,287.6	817.9	3,882.3	1,464.9	9,287.6	741.3	3,598.1	1,341.0
12-31-2043	628.3	3,824.7	1,265.8	8,322.0	724.6	3,468.2	1,302.6	8,322.0	657.3	3,215.5	1,193.2
12-31-2044	573.4	3,527.6	1,161.3	7,601.4	663.1	3,197.3	1,196.0	7,601.4	601.7	2,964.3	1,095.8
12-31-2045	494.7	3,140.3	1,018.1	6,593.7	578.4	2,843.2	1,052.2	6,593.7	525.5	2,639.7	965.4
12-31-2046	445.7	2,873.7	924.6	6,140.1	523.9	2,600.3	957.2	6,140.1	476.2	2,415.6	878.8
12-31-2047	414.7	2,651.9	856.7	5,986.6	487.1	2,399.2	886.9	5,986.6	442.8	2,228.1	814.1
12-31-2048	194.4	1,080.8	374.5	2,991.5	223.2	978.2	386.2	2,991.5	202.3	906.9	353.5

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 255

TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	46.618,3	247.894,4	87.934,0	597.025,6	51.917,7	226.256,9	89.627,2	595.918,3	46.862,8	208.910,7	81.681,2
	230.005,9	844.855,6	370.815,2	283.548,0							
	276.624,2	1.092.750,0	458.749,2	880.573,5							

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAÇÃO ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽¹⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono M\$	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	81,9	81,9	13.974,0	9.982,1	23.956,1	3.933,4	-921,6	10.239,0	10.705,2	10.705,2	10.221,5	10.221,5
12-31-2022	120,9	120,9	23.746,1	20.218,4	43.964,5	15.327,7	1.127,9	19.238,3	8.270,6	18.975,8	6.964,4	17.185,9
12-31-2023	180,5	180,5	40.102,1	32.115,4	72.217,5	26.624,0	-901,8	29.712,6	16.782,7	35.758,5	13.354,9	30.540,8
12-31-2024	280,8	280,7	64.582,3	50.061,5	114.643,8	63.149,0	2.734,3	39.225,7	9.534,8	45.293,3	6.586,2	37.127,0
12-31-2025	608,7	608,4	127.017,3	55.710,8	182.728,2	37.862,5	5.916,8	61.920,8	77.028,1	122.321,4	49.466,1	86.593,1
12-31-2026	1.013,3	1.012,7	191.392,4	56.915,4	248.307,8	13.188,0	6.090,9	96.788,7	132.240,3	254.561,7	78.469,5	165.062,6
12-31-2027	1.010,2	1.009,6	177.231,6	51.017,2	228.248,8	15.371,1	8.702,2	93.961,5	110.214,1	364.775,8	59.428,6	224.491,3
12-31-2028	994,1	993,6	162.831,7	45.689,0	208.520,7	9.536,5	8.278,5	91.257,3	99.448,4	464.224,1	48.750,7	273.242,0
12-31-2029	978,7	978,1	151.216,7	41.804,7	193.021,4	19.838,5	8.055,4	89.042,5	76.085,1	540.309,2	33.897,9	307.139,8
12-31-2030	960,7	960,1	136.687,8	37.766,4	174.454,2	0,0	7.389,5	85.304,1	81.760,5	622.069,7	33.160,6	340.300,4
12-31-2031	934,9	934,4	120.866,2	33.931,5	154.797,8	0,0	6.491,9	82.706,7	65.599,1	687.668,8	24.190,8	364.491,2
12-31-2032	910,3	909,7	107.355,6	30.628,9	137.984,5	0,0	5.641,7	78.006,8	54.336,0	742.004,9	18.199,4	382.690,7
12-31-2033	855,0	852,1	92.139,6	27.416,8	119.556,4	0,0	4.711,9	69.608,7	45.235,8	787.240,6	13.788,9	396.479,5
12-31-2034	672,5	659,7	65.166,0	23.226,5	88.392,6	0,0	2.534,5	48.391,8	37.466,2	824.706,9	10.380,2	406.859,8
12-31-2035	647,3	635,9	59.376,5	21.167,0	80.543,6	0,0	2.623,2	46.646,9	31.273,4	855.980,3	7.881,4	414.741,2
12-31-2036	616,3	607,7	53.774,5	19.461,0	73.235,5	0,0	2.533,2	44.101,6	26.600,8	882.581,1	6.096,9	420.838,1
12-31-2037	567,0	563,4	47.922,7	17.954,3	65.877,0	0,0	2.441,8	41.468,1	21.977,1	904.558,2	4.581,5	425.419,6
12-31-2038	548,2	545,1	43.960,1	16.432,5	60.392,6	0,0	2.352,5	38.639,3	19.400,8	923.959,0	3.678,2	429.097,7
12-31-2039	527,9	527,2	39.927,6	15.051,5	54.979,2	0,0	2.278,9	36.940,0	15.760,3	939.719,3	2.718,4	431.816,1
12-31-2040	504,3	504,0	36.565,0	13.894,7	50.459,7	0,0	2.215,0	35.663,9	12.580,8	952.300,0	1.974,9	433.791,0
12-31-2041	477,0	477,0	33.429,1	12.842,8	46.271,9	0,0	2.154,9	34.374,4	9.742,6	962.042,7	1.392,6	435.183,6
12-31-2042	426,5	426,5	29.513,6	11.706,0	41.219,6	0,0	3.304,0	30.707,7	7.207,9	969.250,6	940,3	436.123,9
12-31-2043	379,8	379,8	26.205,7	10.554,5	36.760,2	0,0	3.231,6	27.939,2	5.589,4	974.840,0	664,1	436.788,0
12-31-2044	359,3	359,3	23.991,9	9.730,7	33.722,6	0,0	2.989,0	25.668,7	5.064,9	979.904,9	546,8	437.334,8
12-31-2045	317,3	317,3	20.981,0	8.808,3	29.789,3	0,0	2.947,0	23.963,9	2.878,4	982.783,3	285,5	437.620,2
12-31-2046	293,5	293,5	19.019,5	8.114,0	27.133,5	0,0	878,0	22.323,4	3.932,0	986.715,3	350,4	437.970,7
12-31-2047	284,8	284,8	17.694,2	7.477,7	25.172,0	0,0	809,2	21.763,1	2.599,6	989.314,9	211,7	438.182,3
12-31-2048	247,8	247,8	8.059,9	3.009,3	11.069,1	0,0	1.681,6	10.075,1	-687,6	988.627,3	-46,2	438.136,1

TOTAL DE 27,58 ANOS	1,934,730,8	692,689,1	2,627,419,9	204,830,7	98,292,1	1,335,669,7	988,627,3	988,627,3	438,136,1	438,136,1
------------------------	-------------	-----------	-------------	-----------	----------	-------------	-----------	-----------	-----------	-----------

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto, condensado e líquidos de gás natural (NGL). Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem recursos contingentes e fluxo de caixa para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

⁽¹⁾ Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 256

(2) A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XX

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA ET AL.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BRASIL

RESERVAS (1P) COMPROVADAS + ESTIMATIVA BAIXA (1C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBOE	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMCF	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MMCF	ÓLEO MBOE	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	4,708.9	8,807.1	6,176.7	57,826.5	4,180.2	8,202.1	5,547.2	52,050.9	3,756.6	7,319.9	4,976.6
12-31-2022	5,536.6	11,613.8	7,472.2	65,482.7	4,924.7	10,705.9	6,709.1	58,932.5	4,430.0	9,674.5	6,042.4
12-31-2023	6,206.3	15,315.9	8,759.0	68,893.3	5,699.7	13,892.5	8,015.1	62,470.5	5,128.0	12,711.6	7,246.6
12-31-2024	6,465.9	22,310.1	10,184.3	71,955.8	6,262.1	20,249.1	9,636.9	65,883.5	5,635.5	18,632.7	8,741.0
12-31-2025	6,301.2	22,931.2	10,123.1	71,492.2	6,300.2	20,883.8	9,780.9	68,105.8	5,668.1	19,180.0	8,864.8
12-31-2026	5,774.9	20,963.2	9,268.8	65,704.5	5,925.0	19,080.0	9,105.0	65,467.3	5,323.3	17,542.8	8,247.1
12-31-2027	5,190.1	18,677.1	8,302.9	60,136.2	5,364.1	16,988.9	8,195.6	59,918.0	4,821.7	15,615.4	7,424.3
12-31-2028	4,641.3	16,595.0	7,407.1	56,183.1	4,824.4	15,103.2	7,341.7	55,969.3	4,339.0	13,887.8	6,653.6
12-31-2029	4,229.3	14,926.3	6,717.0	51,464.6	4,413.8	13,598.7	6,680.3	51,248.3	3,970.2	12,511.2	6,055.4
12-31-2030	3,764.1	13,413.3	5,999.6	46,895.0	3,945.9	12,223.9	5,983.2	46,471.0	3,549.7	11,252.8	5,425.1
12-31-2031	3,291.3	12,058.4	5,301.1	42,419.4	3,467.9	10,986.2	5,298.9	42,184.8	3,127.1	10,155.0	4,819.6
12-31-2032	2,899.9	10,897.6	4,716.2	37,904.4	3,069.4	9,927.6	4,724.0	37,657.1	2,768.5	9,177.9	4,298.1
12-31-2033	2,452.9	9,824.2	4,090.3	30,642.8	2,616.4	8,943.2	4,106.9	30,406.9	2,360.7	8,271.1	3,739.2
12-31-2034	1,949.1	8,666.8	3,093.6	16,513.5	1,810.6	7,865.7	3,121.6	16,438.5	1,635.3	7,283.6	2,849.2
12-31-2035	1,497.4	7,885.8	2,811.7	15,662.4	1,649.7	7,157.3	2,842.6	15,607.0	1,490.4	6,627.7	2,595.0
12-31-2036	1,347.8	7,233.9	2,553.4	14,248.9	1,494.1	6,566.3	2,588.5	14,207.1	1,350.3	6,081.2	2,363.9
12-31-2037	1,187.0	6,664.4	2,297.8	12,367.6	1,332.4	6,050.8	2,340.8	12,334.4	1,204.9	5,604.1	2,138.9
12-31-2038	1,086.2	6,103.9	2,103.6	11,493.2	1,221.7	5,540.0	2,145.0	11,469.9	1,105.1	5,130.8	1,960.2
12-31-2039	979.4	5,580.6	1,909.5	11,137.5	1,110.6	5,065.6	1,954.8	11,124.2	1,005.0	4,691.5	1,786.9
12-31-2040	894.1	5,141.3	1,751.0	10,767.8	1,016.7	4,666.1	1,794.4	10,760.6	920.3	4,321.8	1,640.6
12-31-2041	814.3	4,740.9	1,604.5	10,468.8	928.8	4,301.9	1,645.8	10,468.8	840.9	3,984.8	1,505.1
12-31-2042	712.4	4,279.9	1,425.7	9,287.6	817.9	3,882.3	1,464.9	9,287.6	741.3	3,598.1	1,341.0
12-31-2043	628.3	3,824.7	1,265.8	8,322.0	724.6	3,468.2	1,302.6	8,322.0	657.3	3,215.5	1,193.2
12-31-2044	573.4	3,527.6	1,161.3	7,601.4	663.1	3,197.3	1,196.0	7,601.4	601.7	2,964.3	1,095.8
12-31-2045	494.7	3,140.3	1,018.1	6,593.7	578.4	2,843.2	1,052.2	6,593.7	525.5	2,639.7	965.4
12-31-2046	445.7	2,873.7	924.6	6,140.1	523.9	2,600.3	957.2	6,140.1	476.2	2,415.6	878.8
12-31-2047	414.7	2,651.9	856.7	5,986.6	487.1	2,399.2	886.9	5,986.6	442.8	2,228.1	814.1
12-31-2048	194.4	1,080.8	374.5	2,991.5	223.2	978.2	386.2	2,991.5	202.3	906.9	353.5
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	74,381.5 455,409.5 529,791.1	271,729.7 1,182,650.2 1,454,379.8	119,669.8 652,517.9 772,187.7	876,383.1 656,510.5 1,532,893.6	75,576.7	247,367.7	116,804.6	846,099.2	68,077.6	227,626.4	106,015.4

Rua Pereira Estéfano, nº 114 - conjunto 310
04144-070 São Paulo, SP
+55 (11) 3384-8550 / +55 (11) 99153-0636
cristina@aliancatraducoes.com.br

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 257

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM M\$	PERÍODO MS	ACUM M\$
12-31-2021	615	600	173.948.3	19.047.0	192.995.3	32.239.9	3.388.6	67.628.9	89,737.9	89,737.9	85,285.3	85,285.3
12-31-2022	715	696	197,513.3	29,838.4	227,351.7	47,291.7	5,945.4	80,217.4	93,897.2	183,635.2	81,229.5	166,514.8
12-31-2023	818	797	214,828.2	41,510.5	256,338.7	56,843.5	3,154.4	92,595.4	103,745.4	287,380.5	81,909.8	248,424.7
12-31-2024	960	939	234,976.5	59,388.6	294,365.1	79,220.1	6,868.7	103,326.3	105,299.9	392,680.5	75,215.7	323,640.4
12-31-2025	1078	1056	237,151.0	61,461.6	298,612.6	40,589.5	8,211.6	107,586.1	142,225.4	534,905.8	92,485.6	416,125.9
12-31-2026	1110	1089	223,893.7	57,216.3	281,110.0	15,019.4	6,295.0	106,209.3	153,586.3	688,492.1	91,133.0	507,258.9
12-31-2027	1101	1080	202,737.2	51,281.8	254,019.0	15,371.1	8,703.6	102,516.4	127,427.8	815,919.9	68,723.3	575,982.2
12-31-2028	1082	1062	182,728.9	45,901.2	228,630.1	9,536.5	8,286.2	99,515.1	111,292.4	927,212.3	54,565.7	630,547.9
12-31-2029	1065	1046	167,012.9	41,977.5	208,990.4	19,838.5	8,067.8	97,102.9	83,981.2	1,011,193.4	37,423.8	667,971.4
12-31-2030	1039	1020	149,146.7	37,876.2	187,022.9	0.0	7,401.9	92,852.8	86,768.1	1,097,961.6	35,194.5	703,166.0
12-31-2031	1011	993	130,997.2	34,020.7	165,018.0	0.0	6,581.1	90,057.3	68,379.6	1,166,341.2	25,220.4	728,386.4
12-31-2032	983	966	115,643.0	30,702.2	146,345.2	0.0	5,908.9	84,843.6	55,592.6	1,221,933.9	18,627.3	747,013.6
12-31-2033	910	894	97,865.6	27,467.5	125,333.1	0.0	4,988.2	75,028.0	45,316.9	1,267,250.7	13,819.6	760,833.2
12-31-2034	673	660	65,166.0	23,226.5	88,392.6	0.0	2,728.0	48,391.8	37,272.8	1,304,523.6	10,329.1	771,162.3
12-31-2035	647	636	59,376.5	21,167.0	80,543.6	0.0	2,623.2	46,646.9	31,273.4	1,335,796.9	7,881.4	779,043.7
12-31-2036	616	608	53,774.5	19,461.0	73,235.5	0.0	2,533.2	44,101.6	26,600.8	1,362,397.7	6,096.9	785,140.6
12-31-2037	567	563	47,922.7	17,954.3	65,877.0	0.0	2,441.8	41,458.1	21,977.1	1,384,374.8	4,581.5	789,722.1
12-31-2038	548	545	43,960.1	16,432.5	60,392.6	0.0	2,352.5	38,639.3	19,400.8	1,403,775.7	3,678.2	793,400.3
12-31-2039	528	527	39,927.6	15,051.5	54,979.2	0.0	2,278.9	36,940.0	15,760.3	1,419,535.9	2,718.4	796,118.6
12-31-2040	504	504	36,565.0	13,894.7	50,459.7	0.0	2,215.0	35,663.9	12,580.8	1,432,116.7	1,974.9	798,093.5
12-31-2041	477	477	33,429.1	12,842.8	46,271.9	0.0	2,154.9	34,374.4	9,742.6	1,441,859.3	1,392.6	799,486.2
12-31-2042	427	427	29,513.6	11,706.0	41,219.6	0.0	3,304.0	30,707.7	7,207.9	1,449,067.2	940.3	800,426.4
12-31-2043	380	380	26,205.7	10,554.5	36,760.2	0.0	3,231.6	27,939.2	5,589.4	1,454,656.7	684.1	801,090.5
12-31-2044	359	359	23,991.9	9,730.7	33,722.6	0.0	2,989.0	25,668.7	5,064.9	1,459,721.5	546.8	801,637.3
12-31-2045	317	317	20,981.0	8,808.3	29,789.3	0.0	2,947.0	23,963.9	2,878.4	1,462,600.0	285.5	801,922.8
12-31-2046	294	294	19,019.5	8,114.0	27,133.5	0.0	878.0	22,323.4	3,932.0	1,466,532.0	350.4	802,273.2
12-31-2047	285	285	17,894.2	7,477.7	25,371.9	0.0	809.2	21,763.1	2,599.6	1,469,131.6	211.7	802,484.9
12-31-2048	248	248	8,059.9	3,009.3	11,069.1	0.0	1,681.6	10,075.1	-687.6	1,468,444.0	-46.2	802,438.7
TOTAL DE 27,58 ANOS	2,854,029.9	737,470.4	3,591,500.3	315,950.2	118,969.4	1,688,136.7	1,468,444.0	1,468,444.0	1,468,444.0	802,438.7	802,438.7	

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (M Barrel); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA", e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA-Petrobras". As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 258

PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem recursos contingentes e fluxo de caixa para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XXI

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA ET AL.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BRASIL

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P)

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	4,519.1	4,439.4	5,259.0	53,624.1	3,972.9	3,952.0	4,631.5	47,996.9	3,572.1	3,521.2	4,159.0
12-31-2022	5,369.0	5,395.9	6,268.3	59,863.4	4,623.3	4,818.1	5,426.3	53,635.1	4,152.6	4,277.9	4,885.6
12-31-2023	5,842.8	5,706.4	6,793.9	61,237.6	5,032.9	5,100.0	5,882.9	55,745.2	4,517.2	4,532.2	5,272.6
12-31-2024	5,781.7	6,068.0	6,793.0	61,918.8	5,056.9	5,437.9	5,963.2	58,810.6	4,537.9	4,833.0	5,343.4
12-31-2025	4,230.9	3,815.1	4,866.8	37,169.0	3,607.2	3,392.8	4,172.7	44,179.4	3,230.8	3,005.4	3,731.7
12-31-2026	2,516.3	465.0	2,593.8	2,759.3	1,865.5	334.3	1,921.2	24,548.1	1,660.3	278.3	1,706.7
12-31-2027	2,093.3	403.6	2,160.6	2,451.7	1,563.2	295.2	1,612.4	23,519.6	1,391.2	241.2	1,431.4
12-31-2028	1,758.6	340.0	1,815.3	2,258.5	1,322.8	249.9	1,364.4	22,480.5	1,177.3	198.2	1,210.3
12-31-2029	1,307.1	265.5	1,351.4	2,017.8	987.5	196.7	1,020.3	21,398.5	878.9	154.7	904.7
12-31-2030	983.3	184.8	1,014.1	1,807.3	745.3	133.5	767.6	20,301.5	663.3	102.7	680.4
12-31-2031	756.3	145.8	780.6	1,675.0	576.8	105.9	594.4	19,239.4	513.3	80.6	526.8
12-31-2032	589.7	117.0	609.2	1,464.7	452.7	85.6	467.0	18,051.4	402.9	64.1	413.6
12-31-2033	432.9	85.7	447.2	1,172.6	335.3	63.1	345.9	16,475.0	298.5	45.3	306.0
12-31-2034	175.0	25.5	179.3	248.5	140.1	18.9	143.3	15,701.7	124.7	8.9	126.2
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	36,356.2 225,475.3 261,831.5	27,457.7 339,249.5 366,707.3	40,932.4 282,016.9 322,949.4	269,668.2 373,550.9 663,219.1	30,282.4	24,184.0	34,313.1	442,083.0	27,121.0	21,343.8	30,678.3

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 259

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	548	531	164.913.1	9.372.7	174.285.8	33.837.5	4.374.7	57.951.0	78.122.7	78.122.7	74.151.4	74.151.4
12-31-2022	636	616	185.372.1	10.370.5	195.742.6	37.593.0	5.001.5	62.626.6	90.521.5	168.644.2	78.490.6	152.642.0
12-31-2023	702	678	189.824.4	10.480.9	200.305.3	34.773.8	4.369.7	65.390.9	95.770.9	284.415.1	75.474.0	228.116.1
12-31-2024	767	742	191.417.6	11.368.0	202.785.6	23.401.4	4.780.4	67.614.1	106.989.8	371.404.8	76.604.9	304.721.0
12-31-2025	542	517	136.613.4	6.923.7	143.537.1	9.288.5	2.758.2	48.961.4	82.529.0	453.933.8	54.333.2	359.054.2
12-31-2026	131	102	72.484.2	452.1	72.936.2	6.317.8	204.1	11.886.5	54.527.7	508.461.6	32.302.1	391.356.3
12-31-2027	133	103	60.505.8	391.5	60.897.3	5.738.0	1.5	10.952.1	44.205.8	552.667.3	23.842.8	415.199.1
12-31-2028	138	108	51.023.5	321.7	51.345.1	1.844.8	7.6	10.640.1	39.052.6	591.720.0	19.163.9	434.362.9
12-31-2029	138	108	37.984.7	251.1	38.235.8	0.0	12.4	10.094.6	28.128.8	619.848.8	12.553.0	446.916.0
12-31-2030	130	100	28.610.3	166.6	28.776.9	0.0	12.4	9.326.1	19.438.5	639.287.2	7.886.6	454.802.6
12-31-2031	127	98	22.073.4	130.8	22.204.3	0.0	89.1	8.913.4	13.201.7	652.488.9	4.871.5	459.674.1
12-31-2032	123	95	17.269.8	104.1	17.373.9	0.0	267.2	8.260.4	8.848.2	661.335.2	2.971.4	462.645.5
12-31-2033	104	81	12.744.6	73.6	12.818.2	0.0	276.4	7.527.9	5.013.9	666.349.1	1.541.4	464.186.9
12-31-2034	38	31	5.274.7	14.5	5.289.2	0.0	193.4	4.884.6	211.2	666.560.3	63.2	464.250.1
TOTAL DE 13,83 ANOS	1,176,111.5	50,421.7	1,226,533.3	152,594.8	22,348.6	385,029.6	666,560.3	666,560.3	464,250.1	464,250.1		

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBSL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem recursos contingentes e fluxo de caixa para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.
(2) A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.
(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XXII

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 260

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA ET AL.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BRASIL

MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	339.3	4,576.4	1,102.1	4,739.1	339.3	4,438.9	1,079.2	4,581.6	302.3	3,962.7	962.8
12-31-2022	531.8	6,749.6	1,656.7	6,779.8	609.0	6,367.3	1,670.2	6,410.8	552.5	5,814.2	1,521.5
12-31-2023	852.9	10,539.9	2,609.5	9,889.3	1,106.2	9,633.8	2,711.8	8,862.4	1,004.3	8,931.5	2,492.9
12-31-2024	1,484.1	19,563.1	4,744.7	14,464.4	1,932.5	17,921.2	4,919.4	11,316.9	1,749.8	16,658.1	4,526.2
12-31-2025	3,557.1	23,247.6	7,431.8	41,360.9	3,998.3	21,418.7	7,568.1	30,804.9	3,607.8	19,782.4	6,904.9
12-31-2026	5,798.3	26,312.7	10,183.7	71,594.0	6,228.9	24,275.7	10,274.9	49,479.6	5,604.0	22,345.3	9,328.2
12-31-2027	5,761.6	23,912.4	9,747.0	66,734.0	6,195.2	21,950.6	9,853.6	45,372.6	5,574.8	20,161.5	8,935.0
12-31-2028	5,352.3	21,021.6	8,855.9	62,767.3	5,787.4	19,185.8	8,985.0	42,267.7	5,208.5	17,620.2	8,145.2
12-31-2029	4,972.4	18,797.6	8,105.3	57,788.2	5,375.2	17,133.3	8,230.8	38,146.9	4,837.2	15,751.1	7,462.4
12-31-2030	4,472.6	16,808.7	7,274.1	52,606.7	4,833.9	15,322.3	7,387.6	33,857.2	4,350.5	14,101.8	6,700.8
12-31-2031	3,946.2	15,046.7	6,454.0	47,847.0	4,272.7	13,711.9	6,558.0	30,025.8	3,852.5	12,658.2	5,962.2
12-31-2032	3,512.9	13,562.9	5,773.4	43,021.2	3,809.2	12,357.9	5,868.8	26,171.0	3,435.5	11,418.0	5,338.5
12-31-2033	3,168.2	12,274.7	5,213.9	38,058.0	3,431.2	11,180.2	5,294.5	22,481.2	3,094.9	10,333.0	4,817.1
12-31-2034	3,007.9	11,186.5	4,872.4	36,680.1	3,210.9	10,180.5	4,907.6	20,971.5	2,895.1	9,407.0	4,463.0
12-31-2035	2,537.8	10,029.1	4,209.3	28,275.7	2,704.7	9,110.1	4,223.0	28,104.0	2,438.3	8,414.9	3,840.8
12-31-2036	1,878.1	8,952.8	3,370.2	17,902.1	2,045.0	8,115.0	3,397.5	17,855.6	1,845.0	7,502.8	3,095.4
12-31-2037	1,630.2	8,224.9	3,001.1	15,809.8	1,807.4	7,458.8	3,050.6	15,774.0	1,631.7	6,896.6	2,781.1
12-31-2038	1,478.2	7,521.7	2,731.8	14,687.7	1,644.6	6,819.2	2,781.1	14,662.6	1,485.1	6,305.2	2,536.0
12-31-2039	1,306.9	6,876.3	2,452.9	14,020.1	1,471.5	6,235.1	2,510.7	14,006.7	1,329.7	5,765.0	2,290.5
12-31-2040	1,164.5	6,334.7	2,220.2	13,275.1	1,318.3	5,743.3	2,275.6	13,267.8	1,191.9	5,310.3	2,076.9
12-31-2041	1,037.2	5,836.1	2,009.9	11,597.6	1,180.4	5,290.6	2,062.2	11,597.6	1,067.8	4,892.7	1,883.3
12-31-2042	895.5	5,257.1	1,771.7	10,096.2	1,027.6	4,763.9	1,821.6	10,096.2	930.7	4,408.3	1,665.4
12-31-2043	787.1	4,709.1	1,572.0	8,922.2	908.0	4,265.8	1,619.0	8,922.2	823.1	3,948.7	1,481.2
12-31-2044	721.9	4,346.8	1,446.4	8,175.0	834.5	3,936.2	1,490.5	8,175.0	756.6	3,643.3	1,363.8
12-31-2045	624.7	3,873.2	1,270.3	7,088.9	729.5	3,503.8	1,313.5	7,088.9	662.2	3,247.2	1,203.4
12-31-2046	562.5	3,544.4	1,153.2	6,596.8	660.3	3,204.8	1,194.4	6,596.8	599.7	2,971.6	1,094.9
12-31-2047	523.6	3,275.5	1,069.5	6,426.3	614.1	2,961.4	1,107.6	6,426.3	557.8	2,744.8	1,015.3
12-31-2048	470.5	3,041.7	977.4	5,793.2	555.3	2,749.2	1,013.5	5,793.2	504.7	2,549.1	929.6
12-31-2049	223.0	2,633.4	661.9	1,701.2	301.5	2,376.4	697.6	1,701.2	278.1	2,212.6	646.9
12-31-2050	123.4	1,443.6	364.0	949.6	166.3	1,302.8	383.5	949.6	153.5	1,212.6	355.6
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	62,722.7	309,500.8	114,306.2	725,647.3	69,098.9	282,914.4	116,251.3	541,768.1	62,325.8	260,970.7	105,821.0

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 261

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLEMENTAÇÃO ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽¹⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	83.7	83.7	14,152.3	9,982.6	24,134.9	4,145.7	-914.4	10,365.5	10,538.1	10,538.1	10,054.1	10,054.1
12-31-2022	122.9	122.9	24,011.9	20,218.9	44,230.8	15,327.7	1,136.8	19,400.9	8,365.4	18,903.5	7,046.0	17,100.1
12-31-2023	186.4	186.4	41,574.0	32,656.7	74,230.6	32,354.8	-882.1	30,400.5	12,357.4	31,260.9	9,967.3	27,067.4
12-31-2024	295.7	295.6	71,432.0	55,713.4	127,145.4	72,540.4	2,946.7	42,572.4	9,085.9	40,346.9	6,264.0	33,331.4
12-31-2025	682.3	682.0	151,055.2	63,331.7	214,386.9	83,852.3	6,721.4	68,423.0	55,390.3	95,737.1	35,316.6	68,648.0
12-31-2026	1,190.8	1,190.2	235,332.6	68,976.5	304,309.1	58,211.0	7,470.1	108,670.9	129,957.1	225,694.3	76,920.8	145,568.8
12-31-2027	1,242.3	1,241.8	233,671.7	63,522.7	297,194.4	48,397.0	10,102.3	108,192.2	130,502.8	356,197.1	70,223.3	215,792.1
12-31-2028	1,249.6	1,249.1	218,577.2	57,285.0	275,862.2	24,575.0	9,710.1	105,801.4	135,775.7	491,972.8	66,536.5	282,328.6
12-31-2029	1,249.3	1,248.7	202,696.3	52,250.1	254,946.3	27,280.8	9,380.1	103,589.0	114,696.4	606,669.2	51,082.7	333,411.2
12-31-2030	1,230.9	1,230.4	182,225.9	46,956.8	229,182.7	1,615.4	8,560.2	99,352.9	119,654.3	726,323.5	48,533.4	381,944.6
12-31-2031	1,204.5	1,204.0	161,094.9	42,083.9	203,178.8	0.0	7,543.7	96,344.6	99,290.5	825,613.9	36,994.9	418,539.5
12-31-2032	1,177.7	1,177.1	143,408.9	37,968.7	181,377.6	0.0	6,592.6	91,818.9	82,966.1	908,580.1	27,786.0	446,325.5
12-31-2033	1,154.6	1,151.6	129,013.7	34,398.8	163,412.5	0.0	5,936.7	87,428.3	70,047.5	978,627.6	21,331.6	467,657.1
12-31-2034	1,174.4	1,158.7	120,630.4	31,288.0	151,918.5	0.0	5,353.3	86,911.0	59,654.2	1,038,281.8	16,524.5	484,181.6
12-31-2035	1,071.4	1,050.1	100,105.5	27,447.2	127,552.7	0.0	4,091.6	76,276.1	47,184.9	1,085,466.7	11,888.3	496,070.0
12-31-2036	894.8	876.5	73,635.7	23,814.5	97,450.2	0.0	2,533.2	55,768.7	39,148.4	1,124,615.1	8,966.8	505,036.8
12-31-2037	825.4	817.6	64,950.3	21,929.4	86,879.6	0.0	2,441.8	52,360.1	32,077.8	1,156,692.9	6,681.2	511,718.0
12-31-2038	796.2	789.4	59,109.0	20,065.6	79,174.6	0.0	2,352.5	49,016.9	27,805.1	1,184,498.0	5,266.5	516,984.5
12-31-2039	754.6	753.6	52,801.1	18,386.1	71,187.3	0.0	2,278.9	46,354.7	22,553.7	1,207,051.8	3,885.6	520,870.0
12-31-2040	714.6	714.3	47,259.7	16,970.2	64,229.9	0.0	2,215.0	43,680.3	18,334.6	1,225,386.3	2,873.3	523,743.4
12-31-2041	660.1	660.1	42,375.9	15,676.0	58,051.9	0.0	2,154.9	41,227.3	14,669.7	1,240,056.0	2,092.0	525,835.4
12-31-2042	570.8	570.8	36,993.4	14,281.4	51,274.8	0.0	3,304.0	36,265.2	11,705.6	1,251,761.7	1,520.1	527,355.5
12-31-2043	502.8	502.8	32,759.3	12,916.1	45,675.4	0.0	3,231.6	32,760.8	9,683.0	1,261,444.6	1,144.2	528,499.7
12-31-2044	482.1	482.1	30,116.2	11,921.1	42,037.4	0.0	2,989.0	30,391.3	8,657.0	1,270,101.6	929.8	529,429.5
12-31-2045	412.2	412.2	26,396.6	10,806.1	37,202.8	0.0	2,947.0	27,780.1	6,475.6	1,276,577.2	633.7	530,063.2
12-31-2046	377.0	377.0	23,913.6	9,956.3	33,870.0	0.0	878.0	25,725.0	7,266.9	1,283,844.2	644.3	530,707.5
12-31-2047	367.8	367.8	22,253.6	9,192.2	31,445.8	0.0	809.2	25,078.0	5,558.5	1,289,402.7	448.7	531,156.2
12-31-2048	346.3	346.3	20,148.0	8,552.1	28,700.1	0.0	901.6	24,072.5	3,726.0	1,293,128.7	275.0	531,431.2
12-31-2049	227.9	227.9	11,279.2	7,627.3	18,906.5	0.0	90.0	15,515.5	3,301.0	1,296,429.7	218.5	531,649.7
12-31-2050	222.1	222.1	6,227.7	4,180.9	10,408.7	0.0	1,860.0	8,813.7	-265.0	1,296,164.7	-13.5	531,636.2
	2,579,202.0	850,356.3	3,429,558.3	368,300.1	114,735.9	1,650,357.7	1,296,164.7	1,296,164.7	531,636.2	531,636.2		

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA", e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como "participação da PRSA-Petrobras". As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem recursos contingentes e fluxo de caixa para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

⁽¹⁾ Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 262

(2) A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XXIII

PROJEÇÃO RESUMIDA DOS VOLUMES PROJETADOS E FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PARTICIPAÇÃO DA PRSA ET AL.

DETERMINADAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BRASIL

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P) + MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS
CONTINGENTES

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE	ÁGUA MBBL	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽¹⁾ MMCF	TOTAL MBOE
12-31-2021	4,858.4	9,015.8	6,361.1	58,363.2	4,312.2	8,390.9	5,710.7	52,578.4	3,874.4	7,483.9	5,121.8
12-31-2022	5,900.8	12,145.5	7,925.0	66,643.2	5,232.3	11,185.4	7,096.5	60,045.9	4,705.1	10,092.2	6,387.1
12-31-2023	6,695.7	16,246.3	9,403.4	71,126.9	6,139.0	14,733.8	8,594.7	64,607.6	5,521.5	13,463.7	7,765.5
12-31-2024	7,265.8	25,631.1	11,537.7	76,383.1	6,989.4	23,359.1	10,882.6	70,127.5	6,287.8	21,491.0	9,869.6
12-31-2025	7,788.1	27,062.8	12,298.6	78,530.0	7,605.5	24,811.6	11,740.8	74,984.3	6,838.6	22,787.9	10,636.6
12-31-2026	8,314.6	26,777.7	12,777.5	74,353.3	8,094.4	24,610.1	12,196.1	74,027.7	7,264.3	22,623.6	11,034.9
12-31-2027	7,854.9	24,316.0	11,907.6	69,185.7	7,758.4	22,245.8	11,466.0	68,892.3	6,966.0	20,402.6	10,366.4
12-31-2028	7,111.0	21,361.6	10,671.2	65,025.8	7,110.1	19,435.7	10,349.4	64,748.2	6,385.8	17,818.4	9,355.5
12-31-2029	6,279.5	19,063.2	9,456.7	59,805.9	6,362.8	17,330.0	9,251.1	59,545.5	5,716.1	15,905.8	8,367.1
12-31-2030	5,455.9	16,993.5	8,288.1	54,414.0	5,579.2	15,455.9	8,155.2	54,158.7	5,013.8	14,204.5	7,381.2
12-31-2031	4,702.5	15,192.5	7,234.6	49,522.0	4,849.5	13,817.9	7,152.4	49,265.2	4,365.8	12,738.8	6,488.9
12-31-2032	4,102.6	13,679.9	6,382.6	44,485.9	4,261.9	12,443.5	6,335.8	44,222.4	3,838.4	11,482.1	5,752.1
12-31-2033	3,601.1	12,360.4	5,661.1	39,230.6	3,766.5	11,243.2	5,640.4	38,956.2	3,393.3	10,378.3	5,123.1
12-31-2034	3,183.0	11,211.9	5,051.6	36,928.6	3,351.0	10,199.4	5,050.9	36,673.2	3,019.9	9,415.9	4,589.2
12-31-2035	2,537.8	10,029.1	4,209.3	28,275.7	2,704.7	9,110.1	4,223.0	28,104.0	2,438.3	8,414.9	3,840.8
12-31-2036	1,878.1	8,952.8	3,370.2	17,902.1	2,045.0	8,115.0	3,397.5	17,855.6	1,845.0	7,502.8	3,095.4
12-31-2037	1,630.2	8,224.9	3,001.1	15,809.8	1,807.4	7,458.8	3,050.6	15,774.0	1,631.7	6,896.6	2,781.1
12-31-2038	1,478.2	7,521.7	2,731.8	14,687.7	1,644.6	6,819.2	2,781.1	14,662.6	1,485.1	6,305.2	2,536.0
12-31-2039	1,306.9	6,876.3	2,452.9	14,020.1	1,471.5	6,235.1	2,510.7	14,006.7	1,329.7	5,765.0	2,290.5
12-31-2040	1,164.5	6,334.7	2,220.2	13,275.1	1,318.3	5,743.3	2,275.6	13,267.8	1,191.9	5,310.3	2,076.9
12-31-2041	1,037.2	5,836.1	2,009.9	11,597.6	1,180.4	5,290.6	2,062.2	11,597.6	1,067.8	4,892.7	1,883.3
12-31-2042	895.5	5,257.1	1,771.7	10,096.2	1,027.6	4,763.9	1,821.6	10,096.2	930.7	4,408.3	1,665.4
12-31-2043	787.1	4,709.1	1,572.0	8,922.2	908.0	4,265.8	1,619.0	8,922.2	823.1	3,948.7	1,481.2
12-31-2044	721.9	4,346.8	1,446.4	8,175.0	834.5	3,936.2	1,490.5	8,175.0	756.6	3,643.3	1,363.8
12-31-2045	624.7	3,873.2	1,270.3	7,088.9	729.5	3,503.8	1,313.5	7,088.9	662.2	3,247.2	1,203.4
12-31-2046	562.5	3,544.4	1,153.2	6,596.8	660.3	3,204.8	1,194.4	6,596.8	599.7	2,971.6	1,094.9
12-31-2047	523.6	3,275.5	1,069.5	6,426.3	614.1	2,961.4	1,107.6	6,426.3	557.8	2,744.8	1,015.3
12-31-2048	470.5	3,041.7	977.4	5,793.2	555.3	2,749.2	1,013.5	5,793.2	504.7	2,549.1	929.6
12-31-2049	223.0	2,633.4	661.9	1,701.2	301.5	2,376.4	697.6	1,701.2	278.1	2,212.6	646.9
12-31-2050	123.4	1,443.6	364.0	949.6	166.3	1,302.8	383.5	949.6	153.5	1,212.6	355.6
TOTAL PROD ACUM DEFINITIVO	99,078.9 455,481.3 554,560.2	336,958.6 1,184,105.1 1,521,063.7	155,238.7 652,832.1 808,070.8	1,015,315.6 657,098.8 1,672,414.4	99,381.3 307,098.4 150,564.4	307,098.4 1,506,444.4 1,813,542.8	150,564.4 498,642.8 649,207.2	983,851.0 1,481,107.6 2,464,958.6	89,446.9 282,314.5 371,761.4	282,314.5 657,098.8 939,413.3	136,499.3 355.6

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 263

PERÍODO FINAL M-D-A	QUANTIDADE DE COMPLETAMENTOS ATIVOS ⁽²⁾		RECEITA BRUTA ⁽³⁾			DEDUÇÕES/DISPÊNDIOS LÍQUIDOS			FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO FUTURO			
	BRUTO	LÍQUIDO	ÓLEO MS	GÁS MS	TOTAL MS	Custo de Capital M\$	Custos com Tributos e Abandono MS	Despesas Operac. M\$	SEM DESCONTO		COM DESCONTO DE 10%	
									PERÍODO MS	ACUM MS	PERÍODO MS	ACUM MS
12-31-2021	631	615	179,065.4	19,355.3	198,420.7	37,983.2	3,460.3	68,316.5	88,660.7	88,660.7	84,205.6	84,205.6
12-31-2022	759	738	209,384.0	30,589.4	239,973.4	52,920.7	6,138.3	82,027.5	98,886.9	187,547.7	85,536.6	169,742.1
12-31-2023	888	864	231,398.4	43,137.6	274,535.9	67,128.6	3,487.5	95,791.4	108,128.3	295,676.0	85,441.3	255,183.4
12-31-2024	1063	1038	262,849.6	67,081.4	329,931.1	95,941.8	7,727.1	110,186.5	116,075.7	411,751.7	82,868.9	338,052.3
12-31-2025	1225	1199	287,668.6	70,255.4	357,924.0	93,140.8	9,479.6	117,384.4	137,919.3	549,671.0	89,649.9	427,702.2
12-31-2026	1322	1292	307,816.7	69,428.6	377,245.3	64,528.8	7,674.2	120,557.4	184,484.9	734,155.9	109,222.9	536,925.1
12-31-2027	1375	1345	294,177.5	63,914.2	358,091.7	54,135.0	10,103.8	119,144.3	174,708.6	908,864.5	94,066.1	630,991.2
12-31-2028	1388	1357	269,600.7	57,606.6	327,207.3	26,219.8	9,717.8	116,441.5	174,828.3	1,083,692.7	85,700.3	716,691.5
12-31-2029	1388	1357	240,681.0	52,501.2	293,182.2	27,280.8	9,392.4	113,683.6	142,825.3	1,226,518.0	63,635.7	780,327.2
12-31-2030	1361	1331	210,836.2	47,123.4	257,959.6	1,615.4	8,572.6	108,678.9	139,092.7	1,365,610.7	56,420.1	836,747.2
12-31-2031	1331	1302	183,168.3	42,214.8	225,383.1	0.0	7,632.9	105,268.0	112,462.2	1,478,102.9	41,466.3	878,213.6
12-31-2032	1300	1272	160,678.7	38,072.8	198,751.5	0.0	6,859.8	100,079.3	91,812.4	1,569,915.2	30,757.4	908,971.0
12-31-2033	1259	1232	141,758.4	34,472.3	176,230.7	0.0	6,213.0	94,956.2	75,061.5	1,644,976.7	22,873.0	931,844.0
12-31-2034	1213	1190	125,905.2	31,302.5	157,207.7	0.0	5,546.8	91,795.5	59,865.4	1,704,842.1	16,587.8	948,431.8
12-31-2035	1071	1050	100,105.5	27,447.2	127,552.7	0.0	4,091.6	76,276.1	47,184.9	1,752,027.0	11,888.3	960,320.1
12-31-2036	895	876	73,635.7	23,814.5	97,450.2	0.0	2,533.2	55,768.7	39,148.4	1,791,175.4	8,966.8	969,286.9
12-31-2037	825	818	64,950.3	21,929.4	86,879.6	0.0	2,441.8	52,360.1	32,077.8	1,823,253.2	6,681.2	975,268.1
12-31-2038	796	789	59,109.0	20,065.6	79,174.6	0.0	2,352.5	49,016.9	27,805.1	1,851,058.3	5,266.5	981,234.6
12-31-2039	755	754	52,801.1	18,386.1	71,187.3	0.0	2,278.9	46,354.7	22,553.7	1,873,612.1	3,885.6	985,120.2
12-31-2040	715	714	47,259.7	16,970.2	64,229.9	0.0	2,215.0	43,680.3	18,334.6	1,891,946.6	2,873.3	987,993.5
12-31-2041	660	660	42,375.9	15,676.0	58,051.9	0.0	2,154.9	41,227.3	14,669.7	1,906,616.4	2,092.0	990,085.5
12-31-2042	571	571	36,993.4	14,281.4	51,274.8	0.0	3,304.0	36,265.2	11,705.6	1,918,322.0	1,520.1	991,605.6
12-31-2043	503	503	32,759.3	12,916.1	45,675.4	0.0	3,231.6	32,760.8	9,683.0	1,928,004.9	1,144.2	992,749.8
12-31-2044	482	482	30,116.2	11,921.1	42,037.4	0.0	2,989.0	30,391.3	8,657.0	1,936,661.9	929.8	993,679.6
12-31-2045	412	412	26,396.6	10,806.1	37,202.8	0.0	2,947.0	27,780.1	6,475.6	1,943,137.5	633.7	994,313.3
12-31-2046	377	377	23,913.6	9,956.3	33,870.0	0.0	878.0	25,725.0	7,266.9	1,950,404.5	644.3	994,957.6
12-31-2047	368	368	22,253.6	9,192.2	31,445.8	0.0	809.2	25,078.0	5,568.5	1,955,963.0	448.7	995,406.3
12-31-2048	346	346	20,148.0	8,552.1	28,700.1	0.0	901.6	24,072.5	3,726.0	1,959,689.0	275.0	995,681.3
12-31-2049	228	228	11,279.2	7,627.3	18,906.5	0.0	90.0	15,515.5	3,301.0	1,962,990.0	218.5	995,899.8
12-31-2050	222	222	6,227.7	4,180.9	10,408.7	0.0	1,860.0	8,813.7	-265.0	1,962,725.0	-13.5	995,886.4
			3,755,313.6	900,778.0	4,656,091.6	520,894.8	137,084.5	2,035,387.3	1,962,725.0	1,962,725.0	995,886.4	995,886.4

BASEADO EM PRSA ET AL. PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO

Observações: As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Conforme solicitado, esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas no Polo do Riacho da Forquilha, Brasil. Os recursos contingentes para tais propriedades são os volumes econômicos estimados para além dos vencimentos dos contratos, até os vencimentos das possíveis prorrogações dos contratos, e são condicionados apenas à obtenção das prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem reservas, recursos contingentes, e fluxo de caixa para determinadas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Entendemos que, no dia 23 de dezembro de 2020, a PetroRecôncavo S.A. (PRSA) comprou a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. A participação exclusiva da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA”, e a participação que inclui a participação da Petrobras é referida neste instrumento como “participação da PRSA-Petrobras”. As reservas dessas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA. Os recursos contingentes para essas propriedades são os volumes econômicos da participação da PRSA-Petrobras estimada para os vencimentos das prorrogações de contratos em potencial, para além dos volumes econômicos da participação da

Cristina Gonzales

Tradutora Pública e Intérprete Comercial
Inglês - Português

Matrícula na JUCESP nº 787
CCM nº 9.743.188-5 (São Paulo, SP)

CPF/MF nº 108.911.608-09
RG nº 14.873.251 SSP/SP

Tradução nº 11688

Livro nº 198

Folha nº 264

PRSA-Petrobras, estimados para as prorrogações dos contratos. As prorrogações podem ser concedidas para até 27 anos.

Estas estimativas incluem recursos contingentes e fluxo de caixa para descobertas localizadas no Polo de Miranga, Brasil. Entendemos que a PetroRecôncavo S.A. planeja comprar a participação de Aquisição em Potencial da Petróleo Brasileiro S.A.

(1) Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

(2) A quantidade de complementamentos ativos exibidos em nossos Relatórios é a quantidade de complementamentos ativos ao final de cada período. Conforme solicitado, a quantidade de complementamentos ativos aqui exibida é a quantidade média de complementamentos ativos para cada período.

(3) A receita bruta ajustada para as reservas exibida em nossos Relatórios são a participação da PRSA et al. na receita bruta (100 por cento) das propriedades, antes de quaisquer deduções, e foi aumentada para contabilizar determinados tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos. A receita bruta aqui exibida não contabiliza os tributos sobre receita reembolsados, pagos sobre a compra e venda de hidrocarbonetos.

Tabela XXIV

Todas as estimativas e anexos do presente instrumento fazem parte deste relatório NSAI e estão sujeitos a seus parâmetros e condições.

NADA MAIS. Li, conferi, achei conforme e dou fé.

São Paulo, 9 de abril de 2021

CRISTINA

GONZALES:1

0891160809

Assinado de forma digital
por CRISTINA
GONZALES:10891160809
Dados: 2021.04.09
10:17:28 -03'00'

CRISTINA GONZALES

Rec. No.: 5982

Talão No.: 53

Emol.: R\$ 5.937,05

Nº de caracteres: 72892 (sem espaço)

(J) **FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA NOS TERMOS DA INSTRUÇÃO
CVM 480**

(Esta página foi 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	5

3. Informações Financ. Seleccionadas

3.1 - Informações Financeiras	6
3.2 - Medições Não Contábeis	7
3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras	10
3.4 - Política de Destinação Dos Resultados	11
3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido	16
3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas	17
3.7 - Nível de Endividamento	18
3.8 - Obrigações	19
3.9 - Outras Informações Relevantes	20

4. Fatores de Risco

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco	22
4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado	65
4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes	68
4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores	71
4.5 - Processos Sigilosos Relevantes	73
4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto	74
4.7 - Outras Contingências Relevantes	75
4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados	76

Índice

5. Gerenciamento de Riscos E Controles Internos

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos	77
5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado	82
5.3 - Descrição Dos Controles Internos	85
5.4 - Programa de Integridade	86
5.5 - Alterações significativas	89
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	90

6. Histórico do Emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm	91
6.3 - Breve Histórico	92
6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial	94
6.6 - Outras Informações Relevantes	95

7. Atividades do Emissor

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas	96
7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista	117
7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais	118
7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais	119
7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total	142
7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades	143
7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior	154
7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades	155
7.8 - Políticas Socioambientais	156
7.9 - Outras Informações Relevantes	158

8. Negócios Extraordinários

8.1 - Negócios Extraordinários	165
8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor	166
8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais	167

Índice

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.	168
9. Ativos Relevantes	
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros	169
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados	170
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis	171
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades	189
9.2 - Outras Informações Relevantes	192
10. Comentários Dos Diretores	
10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais	199
10.2 - Resultado Operacional E Financeiro	228
10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras	230
10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor	232
10.5 - Políticas Contábeis Críticas	234
10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	237
10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	238
10.8 - Plano de Negócios	239
10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante	242
11. Projeções	
11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas	243
11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas	244
12. Assembléia E Administração	
12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa	245
12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais	254
12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração	258
12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem	261
12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal	262
12.7/8 - Composição Dos Comitês	269

Índice

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores	271
12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros	273
12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores	275
12.12 - Outras informações relevantes	276
13. Remuneração Dos Administradores	
13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária	280
13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	287
13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	291
13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária	295
13.5 - Remuneração Baseada em Ações	302
13.6 - Opções em Aberto	304
13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues	305
13.8 - Precificação Das Ações/opções	306
13.9 - Participações Detidas Por Órgão	308
13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários	309
13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal	310
13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria	312
13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores	313
13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam	314
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	315
13.16 - Outras Informações Relevantes	316
14. Recursos Humanos	
14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos	317
14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos	319
14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados	320

Índice

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos	321
14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos	322
15. Controle E Grupo Econômico	
15.1 / 15.2 - Posição Acionária	323
15.3 - Distribuição de Capital	332
15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico	333
15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte	334
15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor	335
15.7 - Principais Operações Societárias	336
15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico	337
16. Transações Partes Relacionadas	
16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas	339
16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas	341
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	344
16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas	345
17. Capital Social	
17.1 - Informações Sobre O Capital Social	346
17.2 - Aumentos do Capital Social	347
17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações	349
17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social	350
17.5 - Outras Informações Relevantes	351
18. Valores Mobiliários	
18.1 - Direitos Das Ações	352
18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública	353
18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto	354

Índice

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados	355
18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil	356
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	357
18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação	358
18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros	359
18.8 - Títulos Emitidos no Exterior	360
18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição	361
18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas	362
18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição	363
18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários	364
19. Planos de Recompra/tesouraria	
19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor	365
19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria	366
19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria	367
20. Política de Negociação	
20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários	368
20.2 - Outras Informações Relevantes	369
21. Política de Divulgação	
21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações	370
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	371
21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações	373
21.4 - Outras Informações Relevantes	374

1.0 - Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Marcelo Campos Magalhães

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Rafael Procaci da Cunha

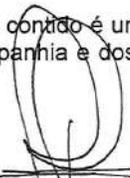
Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

1.1 – Declaração do Diretor Presidente

Eu, Marcelo Campos Magalhães, brasileiro, casado, administrador, portador de Cédula de Identidade 02777210 16, e inscrito no CPF sob o nº 292.958.405-00, na qualidade de Diretor-Presidente da PetroRecôncavo S.A. ("Companhia"), declaro que:

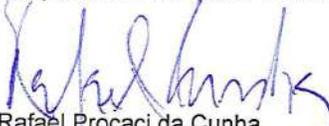
- a. revisei o Formulário de Referência;
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos.


Marcelo Campos Magalhães
Diretor-Presidente

1.2 – Declaração do Diretor de Relações com Investidores

Eu, Rafael Procaci da Cunha, brasileiro, casado, economista, portador de Cédula de Identidade 105492870, e inscrito no CPF sob o nº 069.504.527-05, na qualidade de Diretor de Relações com Investidores da PetroRecôncavo S.A. ("Companhia"), declaro que:

- a. revisei o Formulário de Referência;
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- c. 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



Rafael Procaci da Cunha
Diretor de Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores

Possui auditor? SIM

Código CVM 385-9

Tipo auditor Nacional

Nome/Razão social Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

CPF/CNPJ 49.928.567/0001-11

Data início 01/10/2018

Descrição do serviço contratado

Os serviços contratados compreendem: (i) auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018, 2019 e 2020, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de contabilidade – International Financial Reporting Standards (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB); (ii) auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2020, elaboradas de acordo com as práticas contábeis geralmente aceitas no Estados Unidos da América (US GAAP) emitidas pelo Financial Accounting Standards Board – FASB; (iii) revisão das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Entidade, referentes aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2020, elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com a norma “International Accounting Standard” - IAS 34 – “Interim Financial Reporting”, emitida pelo IASB e (iv) procedimentos previamente acordados destinados exclusivamente a atender a um requisito contratual (Cláusula 15.3 do Contrato de Produção com Cláusula de Risco (“CPCR”) celebrado entre a Petroreconcavo S.A. e Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.). Esses procedimentos foram previamente acordados entre a Petroreconcavo S.A. e a Petrobras.

Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço

O montante total da remuneração dos auditores independentes no último exercício social foi de R\$ 676.385 relacionados aos serviços de auditoria, revisão e de emissão de relatório de procedimentos previamente acordados.

Justificativa da substituição

Não aplicável.

Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor

Não aplicável.

Nome responsável técnico

Jonatas José Medeiros de Barcelos

DATA_INICIO_ATUACAO

01/10/2020

CPF

081.472.857-01

Endereço

Av. Tancredo Neves, 620 30º andar, Ed. Mundo Plaza, Caminho das Ávores, Salvador, BA, Brasil, CEP 41820-020, Telefone (81) 34648104, Fax (81) 34638142, e-mail: jbarcelos@deloitte.com

2.3 - Outras Informações Relevantes

2.3 – Outras Informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2020)	Exercício social (31/12/2019)	Exercício social (31/12/2018)
Patrimônio Líquido	980.196.000,00	961.797.000,00	421.601.000,00
Ativo Total	2.080.173.000,00	1.863.920.000,00	505.903.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	787.841.000,00	339.923.000,00	299.668.000,00
Resultado Bruto	277.241.000,00	86.556.000,00	112.281.000,00
Resultado Líquido	-81.759.000,00	63.682.000,00	72.949.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	83.911.766	83.509.399	47.200.397
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	11,681270	11,517231	8,932149
Resultado Básico por Ação	-0,965700	1,181100	1,547200
Resultado Diluído por Ação	-0,96	1,17	1,53

3.2 - Medições Não Contábeis

3.2 – Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

EBITDA e Margem EBITDA

O EBITDA é uma medição não contábil elaborada pela Companhia em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada (“Instrução CVM 527”) e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação e amortização (“EBITDA”).

A Margem EBITDA consiste no EBITDA dividido pela receita líquida de vendas (“Margem EBITDA”).

O EBITDA e a Margem EBITDA não são medidas contábeis reconhecidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

Seguem abaixo os valores do EBITDA e da Margem EBITDA da Companhia para os três últimos exercícios sociais:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
(R\$ milhares, exceto %)			
EBITDA	474.405	155.857	151.892
Margem EBITDA	60,22%	45,85%	50,69%

ENDIVIDAMENTO LÍQUIDO (DÍVIDA LÍQUIDA) OU CAIXA LÍQUIDO

O endividamento líquido (dívida líquida) é calculado pelo endividamento bruto (soma dos empréstimos e financiamentos, circulantes e não circulantes) deduzido dos saldos de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no circulante e não circulante.

O endividamento líquido (dívida líquida) não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. O endividamento líquido (dívida líquida) não possui significado padronizado e a nossa definição de endividamento líquido (dívida líquida) pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

3.2 - Medições Não Contábeis

(R\$ milhares)	Em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
DÍVIDA LÍQUIDA (CAIXA LÍQUIDO)	728.168	677.572	(17.813)

DÍVIDA LÍQUIDA / EBITDA

Este índice de endividamento representa a dívida líquida da Companhia sobre o EBITDA. A Companhia utiliza esse índice para aferir quanto tempo sua geração operacional de caixa levaria para realizar o pagamento de sua dívida líquida. Apesar de ser uma medida não contábil, este índice é utilizado para acompanhar os *covenants* de nossos empréstimos e financiamentos.

	Exercício Social Encerrado em 31 de Dezembro de		
	2020	2019	2018
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	728.168	677.572	(17.813)
EBITDA	474.405	155.857	151.892
Dívida Líquida / EBITDA	1,53 x	4,35 x	-0,12 x

(b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações contábeis auditadas

	Em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
	<i>(valores em milhares de reais)</i>		
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	(81.759)	63.682	72.949
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social	(35.878)	8.156	15.745
(+) Depreciação, Amortização e Depleção	242.585	95.411	62.304
(+/-) Resultado Financeiro	349.457	(11.392)	894
EBITDA (1)	474.405	155.857	151.892
Receita Líquida de Vendas	787.841	339.923	299.668
Margem EBITDA (2)	60,22%	45,85%	50,69%

(1) A Companhia calcula o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de depreciação, amortização e depleção. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da Companhia. O EBITDA é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

(2) EBITDA dividido pela receita líquida de vendas.

3.2 - Medições Não Contábeis

	Em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
	<i>(valores em milhares de reais)</i>		
Passivo Circulante			
Empréstimos e Financiamentos	212.931	35.320	1.183
Passivo Não Circulante			
Empréstimos e Financiamentos	681.109	708.699	4.308
Dívida Bruta	894.040	744.019	5.491
Ativo Circulante			
Caixa e Equivalentes de Caixa	30.861	56.265	20.027
Aplicações Financeiras	66.414	45	-
Ativo Não Circulante			
Aplicações Financeiras	68.597	10.137	3.277
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	728.168	677.572	(17.813)

(c) motivo pelo qual tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

A Companhia elabora e divulga EBITDA com o fim de apresentar uma informação adicional e uma medida prática para aferir a sua capacidade de pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e capacidade de cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações, razão pela qual entende ser tal mediação apropriada, sendo importante sua inclusão no presente Formulário de Referência. A Companhia calcula o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de depreciação, amortização e depleção. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da Companhia. O EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia, em razão de não considerar determinados custos decorrentes de seus negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, despesas financeiras, tributos, depreciação, amortização e depleção. O EBITDA é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

A Companhia acredita que a dívida líquida (caixa líquido) seja uma medição não contábil amplamente utilizada no mercado financeiro e a utiliza para avaliação financeira e representam mais adequadamente a exposição ao endividamento financeiro.

Não existe uma definição padrão para medição não contábil de endividamento líquido (dívida líquida) e a definição utilizada pela Companhia pode ser diferente daquela usada por outras companhias. Endividamento líquido (dívida líquida) não é uma medida de endividamento segundo as BR GAAP e IFRS, como também não é medição do fluxo de caixa, liquidez ou recursos disponíveis para o serviço da dívida da Companhia.

3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras

3.3 – Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Os seguintes eventos subsequentes ocorreram entre a data-base e data de emissão das últimas demonstrações financeiras, com impactos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia:

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, subsidiária da PetroReconcavo, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (onshore) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP, do CADE e órgãos ambientais, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021, com recursos captados através de financiamento bancário no mesmo valor do adiantamento pago; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço, tendo em vista que a data efetiva da transação será a data do fechamento da transação; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

Em 24 de fevereiro de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia efetuaram determinadas deliberações, dentre as quais destacamos:

- Retificação do valor da remuneração global paga aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia em 2020 para R\$ 11.235, ante o valor de R\$ 10.000 que constou na Ata de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de junho de 2020.

- Aprovação da conversão da totalidade das 949.005 (novecentas e quarenta e nove mil e cinco) ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia em igual número de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal da Companhia, à razão de 1 (uma) ação ordinária para cada ação preferencial convertida.

- Aprovação do aumento do capital autorizado, de R\$ 300.000.000,00 (trezentos milhões de reais) para R\$ 2.750.000.000,00 (dois bilhões e setecentos e cinquenta milhões de reais).

- Aprovação da abertura de capital da Companhia e autorização da submissão, pela Companhia, do pedido de registro de companhia aberta, como emissor categoria "A", perante a CVM, nos termos da Instrução CVM nº 480/2009, incluindo a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior, bem como adesão ao Novo Mercado da B3 para a negociação de suas ações.

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

3.4 – Política de destinação dos resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019	Exercício social encerrado em 31.12.2018
a. regras sobre retenção de lucros	<p>Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que permanecer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem:</p> <p>(a) absorção de prejuízos acumulados, se houver;</p> <p>(b) 5% (cinco por cento) para a formação da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social. A constituição da Reserva Legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder 30% (trinta por cento) do Capital Social;</p> <p>(c) montante destinado à formação de Reservas para Contingências e reversão das formadas em exercícios anteriores;</p> <p>(d) Lucros a Realizar e Reversão dos Lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício;</p>	<p>Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que permanecer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem:</p> <p>(a) absorção de prejuízos acumulados, se houver;</p> <p>(b) 5% (cinco por cento) para a formação da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social. A constituição da Reserva Legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder 30% (trinta por cento) do Capital Social;</p> <p>(c) montante destinado à formação de Reservas para Contingências e reversão das formadas em exercícios anteriores;</p> <p>(d) Lucros a Realizar e Reversão dos Lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício;</p>	<p>Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que permanecer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem:</p> <p>(a) absorção de prejuízos acumulados, se houver;</p> <p>(b) 5% (cinco por cento) para a formação da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social. A constituição da Reserva Legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder 30% (trinta por cento) do Capital Social;</p> <p>(c) montante destinado à formação de Reservas para Contingências e reversão das formadas em exercícios anteriores;</p>

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019	Exercício social encerrado em 31.12.2018
	(e) 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo mínimo obrigatório; e (f) a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo mínimo obrigatório, será destinada à Reserva para Investimento e Expansão, que tem por finalidade (i) assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) reforço de capital de giro; podendo, ainda, ser utilizada (iii) em operações de resgate, reembolso ou aquisição de ações do capital da Companhia.	(e) 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo mínimo obrigatório; e (f) a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo mínimo obrigatório, será destinada à Reserva para Investimento e Expansão, que tem por finalidade (i) assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) reforço de capital de giro; podendo, ainda, ser utilizada (iii) em operações de resgate, reembolso ou aquisição de ações do capital da Companhia.	(d) Lucros a Realizar e Reversão dos Lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício; (e) 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo mínimo obrigatório; e (f) a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo mínimo obrigatório, será destinada à Reserva para Investimento e Expansão, que tem por finalidade (i) assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) reforço de capital de giro; podendo, ainda, ser utilizada (iii) em operações de resgate, reembolso ou aquisição de ações do capital da Companhia.
a.i. valores das retenções de lucros	-R\$80.899.000,00	R\$51.576.000,00	R\$39.020.000,00
a.i.i. percentuais em relação aos lucros totais declarados	100,00%	82,10%	53,49%

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019	Exercício social encerrado em 31.12.2018
b. regras sobre de distribuição dividendos	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar balanços trimestrais ou em períodos menores e, por deliberação da Assembleia Geral, declarar dividendos à conta do lucro apurado nesses balanços, bem como declarar dividendos intermediários ou intercalares à conta de lucros acumulados ou reservas constantes do último balanço anual ou semestral, obedecidos os limites legais e do Estatuto Social, conforme disposto no item (a).	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar balanços trimestrais ou em períodos menores e, por deliberação da Assembleia Geral, declarar dividendos à conta do lucro apurado nesses balanços, bem como declarar dividendos intermediários ou intercalares à conta de lucros acumulados ou reservas constantes do último balanço anual ou semestral, obedecidos os limites legais e do Estatuto Social, conforme disposto no item (a).	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar balanços trimestrais, trimestrais ou em períodos menores e, por deliberação da Assembleia Geral, declarar dividendos à conta do lucro apurado nesses balanços, bem como declarar dividendos intermediários ou intercalares à conta de lucros acumulados ou reservas constantes do último balanço anual ou semestral, obedecidos os limites legais e do Estatuto Social, conforme disposto no item (a).
c. periodicidade das de distribuição dividendos	O Estatuto Social da Companhia vigente nos exercícios sociais de 2018, 2019 e 2020 previa a declaração de dividendos em bases anuais, trimestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.	O Estatuto Social da Companhia vigente nos exercícios sociais de 2018, 2019 e 2020 previa a declaração de dividendos em bases anuais, trimestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.	O Estatuto Social da Companhia vigente nos exercícios sociais de 2018, 2019 e 2020 previa a declaração de dividendos em bases anuais, trimestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.
d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas ou por legislação ou regulamentação	Para restrições estatutárias com relação à distribuição de dividendos, ver item (b) acima.	Para restrições estatutárias com relação à distribuição de dividendos, ver item (b) acima.	Para restrições estatutárias com relação à distribuição de dividendos, ver item (b) acima.

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019	Exercício social encerrado em 31.12.2018
especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	<p>A Companhia e sua controlada gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta “reserva de lucros – incentivos fiscais” e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias.</p> <p>Ainda, determinados financiamentos assumidos pela sociedade controlada da Companhia, Potiguar E&P S.A. (“Potiguar E&P”), possuem hipótese de vencimento antecipado caso esteja em mora com as suas obrigações financeiras previstas naquele instrumento. Para mais informações sobre os nossos empréstimos e financiamentos, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.</p>	<p>A Companhia e sua controlada gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta “reserva de lucros – incentivos fiscais” e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias.</p> <p>Ainda, determinados financiamentos assumidos pela sociedade controlada da Companhia, Potiguar E&P, possuem hipótese de vencimento antecipado caso a Companhia realize distribuição de dividendos. Para mais informações sobre os nossos empréstimos e financiamentos, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.</p>	<p>A Companhia e sua controlada gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta “reserva de lucros – incentivos fiscais” e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias.</p> <p>Para mais informações sobre os nossos empréstimos e financiamentos, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.</p>

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019	Exercício social encerrado em 31.12.2018
e. Política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando o órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado	Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.	Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.	Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.

3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2020	Exercício social 31/12/2019	Exercício social 31/12/2018
Lucro líquido ajustado	-80.899.000,00	51.576.000,00	52.027.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	0,000000	0,000000	25,000481
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	-8,253349	5,362562	12,340341
Dividendo distribuído total	0,00	0,00	13.007.000,00
Lucro líquido retido	-80.899.000,00	51.576.000,00	39.020.000,00
Data da aprovação da retenção		30/06/2020	01/08/2019

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Ordinária	0,00		0,00		12.866.878,31	27/12/2018
Preferencial					140.121,69	27/12/2018

3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas

3.6 – Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Nos últimos três exercícios sociais, a Companhia declarou dividendos à conta de reservas, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Dividendos Adicionais	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
(Reais)	Montante	Montante	Montante
Total	-	-	R\$20.201.000,00

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
31/12/2020	1.099.977.000,00	Índice de Endividamento	1,12220107	
	0,00	Outros índices	1,53490794	Este índice de endividamento representa a dívida líquida da Companhia sobre o EBITDA. A Companhia utiliza esse índice para aferir quanto tempo sua geração operacional de caixa levaria para realizar o pagamento de sua dívida líquida. Apesar de ser uma medida não contábil, este índice é utilizado para acompanhar os covenants de nossos empréstimos e financiamentos.

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2020)									
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total		
Financiamento	Garantia Real		211.576.000,00	535.827.000,00	143.903.000,00	0,00	891.306.000,00		
Financiamento	Outras garantias ou privilégio	Fiança bancária	1.355.000,00	1.379.000,00	0,00	0,00	2.734.000,00		
Total			212.931.000,00	537.206.000,00	143.903.000,00	0,00	894.040.000,00		
Observação									

3.9 - Outras Informações Relevantes

3.9 – Outras informações relevantes

Em março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou a COVID-19 como uma pandemia global que vem gerando mudanças nos mercados mundiais e também no brasileiro. O mercado de petróleo mundial foi particularmente afetado pela COVID-19, principalmente em decorrência da redução da demanda e consequente aumento dos estoques. Além disso, em março de 2020, houve divergências entre grandes produtores mundiais de petróleo resultantes de conflitos geopolíticos, que também contribuíram para uma redução relevante nos preços. Como consequência dos fatores acima, o preço do petróleo tipo Brent teve uma queda substancial nos mercados internacionais, caindo de US\$67/bbl em 31/12/2019 para um mínimo de US\$9/bbl em 21/04/2020. A partir desta data, os preços passaram a se recuperar, fechando o ano a US\$51/bbl em 31/12/2020.

Os preços praticados pela Companhia no fornecimento de petróleo junto a seu único cliente (a Petrobras) são diretamente afetados pela variação dos preços internacionais de petróleo. Além disso, com a forte queda do preço do petróleo, a Companhia interrompeu temporariamente a produção de alguns poços de petróleo e optou pela postergação de alguns projetos de investimento que não se mostravam atrativos no ano de 2020. A produção média diária (boed) de petróleo e gás natural dos campos da Companhia no exercício findo em 2020 foi de 11.148, comparado a 5.083 no exercício findo em 2019.

Outra consequência da COVID-19 foi a grande volatilidade nos mercados internacionais, inclusive com relação a variação cambial. Assim, a taxa de dólar se valorizou em 28%, passando de R\$4,03 em 31 de dezembro de 2019 para aproximadamente R\$5,16 em 31 de dezembro de 2020. Face ao cenário apresentado, a Companhia tem mantido monitoramento constante sobre a evolução do tema, avaliando os possíveis impactos em suas operações. As operações vinculadas ao dólar possuem um hedge natural, devido ao fato do produto das vendas de petróleo e prestações de serviços relacionados à produção de petróleo serem diretamente baseados no dólar.

A Companhia vem monitorando atentamente os impactos da pandemia da COVID-19 em seus negócios e nas comunidades onde atua. Dessa forma, foram adotadas medidas recomendadas tanto pelas autoridades de saúde quanto pela sua área médica, com a finalidade de proteger seus colaboradores. Abaixo estão algumas dessas medidas:

- (i) Respeitando o Decreto nº 10.282, de 20 de março de 2020, que classificou a “produção de petróleo e produção, distribuição e comercialização de combustíveis, biocombustíveis, gás liquefeito de petróleo e demais derivados de petróleo” como “atividade essencial”, as atividades operacionais foram mantidas;
- (ii) Recomendação da realização de trabalho remoto (“*home office*”) aos colaboradores e aos contratados não essenciais para a operação da Companhia;
- (iii) Espaçamento entre pessoas nos ambientes de trabalho;
- (iv) Suspensão temporária de viagens não essenciais, visitas, treinamentos presenciais e deslocamentos;
- (v) Divulgação por meio da intranet e de cartilhas, de orientações sobre medidas e cuidados a serem adotados por todos os colaboradores;
- (vi) Realização de testes de infecção periódicos;
- (vii) Monitoramento dos colaboradores para identificação de sintomas e imediato afastamento; e
- (viii) Preparação de instalações para operação em regime de confinamento, caso necessário.

Adicionalmente, em linha com seu valor fundamental de segurança, a Companhia passou a operar seus ativos com as equipes mínimas necessárias. Além disso, a Companhia adotou uma série de medidas para preservação do caixa a fim de manter a sua solidez financeira e a resiliência dos seus negócios, dentre as quais destacamos:

3.9 - Outras Informações Relevantes

- (i) Redução dos custos fixos; e
- (ii) Otimizações do capital de giro com postergação de investimentos.

A Companhia revisou sua projeção para as receitas e fluxos de caixa operacionais projetados e não verificou a necessidade de reconhecer uma perda ao valor recuperável no ativo imobilizado, tributos diferidos e contas a receber. Considerando a imprevisibilidade da evolução do surto e dos seus impactos, a atual estimativa do efeito financeiro do surto nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.

Devido às incertezas decorrentes da pandemia da COVID-19 na economia global, não é possível prever com precisão os impactos adversos na posição patrimonial e financeira da Companhia e de suas controladas após a data deste Formulário de Referência. A Companhia está em constante avaliação dos efeitos da pandemia, que podem apresentar a necessidade de provisões adicionais no teste de recuperação dos seus ativos em resultados futuros.

Em 19 de fevereiro de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária SPE Miranga S.A., assinou contrato para a aquisição de 100% da participação da Petrobras em 9 (nove) campos terrestres denominados Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga. Com o objetivo de financiar parte do pagamento, a Companhia firmou Contrato de Empréstimo Internacional nº AGE1187904 com a instituição financeira Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch, no valor de total de US\$11.000.000,00 (onze milhões de dólares norte-americanos), com taxa de juros fixa de 3,7225%. O empréstimo será pago em 5 parcelas com datas de vencimento em 24/06/2021, 26/07/2021, 25/08/2021, 22/09/2021 e 21/10/2021.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

4.1 – Descrição dos fatores de risco

O investimento nos valores mobiliários de nossa emissão envolve exposição a determinados riscos. Os potenciais compradores destes valores mobiliários devem observar a exposição aos riscos específicos relacionados à Companhia. Deve-se avaliar criteriosamente, anteriormente à tomada de decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de nossa emissão, todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos nele mencionados e as nossas informações financeiras e respectivas notas explicativas, além de considerar prospectos ou memorandos de ofertas públicas de valores mobiliários. Estão aqui descritos riscos que, à luz do entendimento da Companhia, podem afetar substancial e adversamente seus negócios, sua reputação, sua condição financeira e seus resultados operacionais, influenciando assim, eventuais decisões de investimento a ela relacionadas.

Nossa atividade, estratégia, reputação ou imagem, situação financeira, participação de mercado, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou o preço de mercado dos valores mobiliários de nossa emissão poderão ser afetados adversamente ou negativamente por qualquer dos fatores de riscos conhecidos por nós na data deste Formulário de Referência e descritos abaixo, bem como por riscos adicionais ainda não conhecidos, mas que podem surgir no futuro, ou por riscos que consideramos irrelevantes ou improváveis nesta data.

A seguir, serão descritos os riscos que consideramos mais relevantes atualmente, não sendo estes os únicos aos quais a Companhia está exposta. Esta listagem não é exaustiva e podem existir outros fatores de risco que a Companhia, atualmente, considera irrelevantes, improváveis ou dos quais não tem conhecimento. Entretanto, na hipótese de se materializarem, também podem gerar efeitos adversos, conforme descrito acima.

O preço de mercado dos valores mobiliários de nossa emissão poderá diminuir em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que nossos acionistas poderão perder parte ou a totalidade de seus investimentos nos valores mobiliários de nossa emissão.

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 nós, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante para nós, para as sociedades controladas, individual ou conjuntamente, em nossas atividades, reputação, situação financeira resultados operacionais, fluxos de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou valores mobiliários de nossa emissão. Expressões similares incluídas nesta seção “4. Fatores de Risco” devem ser compreendidas nesse contexto. Ademais, não obstante a subdivisão desta seção “4. Fatores de Risco”, a ordem em que os riscos são apresentados abaixo não possui relação com a probabilidade de ocorrência dos riscos descritos, bem como um fator de risco que esteja em um item pode também se aplicar a um ou mais itens desta seção ou a qualquer matéria tratada neste Formulário de Referência.

(a) Riscos Relacionados à Companhia

Um 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 (causador COVID-19), pode provocar efeito adverso em nossas operações, paralisando integralmente ou parcialmente nossas atividades. 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 de operações e fluxos de caixa e, finalmente, na 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 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. Como consequência, os preços praticados pela Companhia no fornecimento de petróleo junto a seu único cliente (a Petrobras) foram diretamente afetados. Além disso, com a forte queda do preço do petróleo, a Companhia interrompeu temporariamente a produção de alguns poços de petróleo e optou pela postergação de alguns projetos de investimento no ano de 2020. A produção média diária (boed) de petróleo e gás natural dos campos da Companhia no exercício findo em 2020 foi de 11.148 boed.

A queda do preço do petróleo afetou o desempenho operacional da Companhia, causando uma redução material de nossa receita operacional no período entre 31/12/2019 e 31/12/2020.

Outra consequência da COVID-19 foi a grande volatilidade nos mercados internacionais, inclusive com relação a variação cambial. Assim, a taxa de dólar se valorizou em 28%, passando de R\$4,03 em 31 de dezembro de 2019 para aproximadamente R\$5,16 em 31 de dezembro de 2020, gerando uma despesa com variação cambial por conta da dívida em dólar da Companhia.

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.

Além disso, a redução acentuada do consumo de petróleo em razão da paralisação das atividades econômicas pode acarretar um excesso de oferta e consequente redução da disponibilidade dos espaços de armazenamento da produção de petróleo, o que pode forçar uma redução e/ou paralisação da produção do petróleo e gás natural dos campos.

Adicionalmente, a Companhia não consegue garantir que outros surtos regionais e/ou globais não acontecerão. Além disso, novas ondas da COVID-19 já começaram a surgir em algumas regiões e poderão se alastrar. A Companhia não consegue garantir que será capaz de tomar as providências necessárias para impedir um impacto negativo nos seus negócios de dimensão igual ou até superior ao impacto provocado pela pandemia da COVID-19 até o momento caso haja novos surtos regionais e/ou globais ou mesmo caso novas ondas da COVID-19 se confirmem em larga escala. Mesmo após eventual diminuição do surto da COVID-19, a Companhia poderá continuar a sofrer 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 itens 3.9 e 10.9 deste Formulário de Referência.

A estratégia de crescimento da Companhia e o desenvolvimento de suas atividades de produção são baseados na identificação, aquisição ou acesso a novas reservas de petróleo e gás natural, que são atividades tomadas de incerteza.

Como petróleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta e aquisição de novas reservas. A capacidade da Companhia de implantar sua estratégia de crescimento e de desenvolver atividades de produção depende do seu grau de êxito em encontrar, adquirir ou ter acesso a novas reservas de petróleo e gás natural. Não há garantia de que a Companhia terá sucesso na identificação, avaliação, precificação, desenvolvimento e produção comercial de petróleo e gás natural a partir de novas reservas. A Companhia enfrenta a concorrência no processo de aquisição de novas reservas de petróleo e gás natural, o que pode inviabilizar ou dificultar a aquisição de novos ativos, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado que o inicialmente estimado. A Companhia não pode garantir que terá recursos financeiros suficientes ou que será bem-sucedida na aquisição de reservas de petróleo e gás natural.

Além disso, eventual insucesso da Petrobras na implementação de seu plano de desinvestimento de relevante portfólio de ativos, seja por razões de interesse público, seja por decisões judiciais ou por questões políticas e/ou decisões governamentais, fora do controle da Companhia, acarretaria a diminuição considerável dos ativos disponíveis ao mercado.

Quaisquer dos fatores acima poderia impactar o plano de expansão da Companhia.

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

O desempenho futuro da Companhia dependerá do sucesso de suas atividades de produção de petróleo e gás natural. Além disso, o desempenho da Companhia na 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 é o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório (baseado no 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 petróleo 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 petróleo e gás natural é afetada por vários fatores além do controle da Companhia e cujos efeitos não podem ser previstos. 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 petróleo e gás natural e a proteção ambiental).

Ademais, a posição dominante exercida pela Petrobras no mercado e, mais especificamente, o fato de esta ser, atualmente, a única adquirente do óleo e gás comercializados pela Companhia não permite que a Companhia possa negociar seus preços de forma competitiva com a estatal.

Além disso, não há garantia de que a Companhia produzirá petróleo 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 intervenção poderão se tornar inviáveis economicamente como resultado de um aumento nos custos operacionais ou

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

devido à queda dos preços de mercado do petróleo e gás natural. Os custos operacionais reais ou os preços reais, que eventualmente a Companhia e suas subsidiárias recebam pela produção de petróleo e gás natural podem variar negativamente em relação às 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 petróleo e gás natural produzidos nos campos em que opera e/ou de que é concessionária. Além disso, condições adversas de mercado ou falta de acordos satisfatórios de transporte de petróleo e processamento de gás natural podem comprometer o acesso a mercados de petróleo 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.

No âmbito dos planos de expansão da Companhia e diversificação de seu portfólio, a Companhia (ou suas subsidiárias), e a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Petrobras") celebraram, em 23/12/2020 e 24/02/2021, respectivamente, os contratos de compra e venda da participação total da Petrobras em 21 (vinte e um) campos de produção terrestres, localizados na Bacia do Recôncavo, no estado da Bahia, sendo 12 (doze) campos reunidos em um conjunto denominado Polo Remanso e 9 (nove) campos reunidos em um conjunto denominado Polo Miranga.

Em relação às diligências realizadas nos atuais processos de compra de ativos da Petrobras, a Companhia não garante que teve ou terá acesso integral a todas as informações necessárias para a avaliação completa de tais ativos e identificação de todos os riscos e contingências a eles relacionados.

Adicionalmente, não há garantia de que serão atendidas todas as condições precedentes (exigências que devem ser cumpridas por parte da Companhia e da Petrobras) para o fechamento das novas aquisições.

Além disso, alguns dos ativos em questão fazem parte de concessões outorgadas há mais de 40 anos e podem carregar passivos (ocultos ou não) que seriam assumidos pela Companhia no contexto de tais aquisições. Vide fator de risco "*Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos*" do item 4.1 do Formulário de Referência.

Dessa forma, a possível assimetria de informação sobre tais ativos, associada aos passivos que podem não ser totalmente identificados no âmbito das diligências realizadas no processo de aquisição, podem ocasionar um revés financeiro/estratégico para a Companhia que não pode ser dimensionado corretamente.

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.

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.

Adicionalmente, eventuais decisões judiciais desfavoráveis ao processo de desinvestimento da Petrobras podem ser proferidas após a aquisição dos ativos pela Companhia, o que poderia representar um revés contratual e financeiro, caso se entenda que os contratos devam ser anulados.

Da mesma forma, a Companhia não tem controle em relação a eventuais alterações nas políticas estratégicas adotadas pela Petrobras, inclusive em decorrência de decisões políticas e/ou governamentais.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Nesse cenário, a Companhia sofreria importante revés financeiro/estratégico, não sendo possível dimensionar com precisão os impactos decorrentes da impossibilidade de seguir com os planos de expansão originalmente pretendidos.

Para mais informações sobre riscos relacionados a aquisições, ver fatores de riscos abaixo “A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições, e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia. Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas”, “Riscos associados à não abertura do mercado de gás” e “Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos” deste item 4.1 do Formulário de Referência.

Poderemos precisar de capital adicional no futuro, que poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórias à Companhia.

O setor de petróleo e gás natural requer investimentos de capital e gastos substanciais. Os negócios e estratégia de crescimento da Companhia exigem volumes significativos de capital, a serem aplicados em futuros projetos, bem como em gastos com a manutenção das atividades atuais. Além disso, no caso específico da Companhia, necessitamos de recursos para financiar aquisições que realizamos como parte do nosso plano de negócios, incluindo aquisições passadas como Polo Riacho da Forquilha que já foi aprovada pela ANP, aquisições que ainda estão em processo de aprovação prévia pela ANP e sujeitas a condições resolutivas com a Petrobras, como Polos Miranga e Remanso, bem como aquisições futuras.

No caso das concessões, a Companhia e suas subsidiárias devem realizar os investimentos previstos nos contratos de concessão e nos Planos de Desenvolvimento apresentados à ANP (documento em que se especificam o programa de trabalho, cronograma e respectivos investimentos necessários ao desenvolvimento e produção de uma descoberta ou conjunto de descobertas de Petróleo e Gás Natural na Área de Concessão, incluindo seu abandono).

A Companhia pode enfrentar dificuldades para gerar e/ou levantar recursos de terceiros suficientes para prosseguir com seus projetos de investimentos para revitalização (intervenções, perfurações e infraestrutura) da produção dos seus ativos de produção ou novas aquisições conforme seu plano de expansão. Caso o caixa gerado internamente não seja suficiente para suprir nossa necessidade de capital no futuro, podemos ser obrigados a levantar capital adicional para financiar nossas atividades e iniciativas de crescimento, 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 (que poderão, inclusive ser realizadas sem a observância do direito de preferência dos acionistas da Companhia).

Nossa capacidade de obter tais recursos depende de vários fatores, entre eles nosso nível de endividamento e as condições de mercado (inclusive, 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). A incapacidade de obter os recursos necessários em condições favoráveis 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 refinarar nosso endividamento, o que pode restringir o crescimento e desenvolvimento futuros de nossas atividades, afetando nossos resultados operacionais de forma negativa.

O fluxo de caixa futuro das operações e financiamentos da Companhia está sujeito a diversas variáveis, inclusive, dentre outras:

- A capacidade de localizar, desenvolver ou adquirir novas reservas, inclusive reservas maduras;
- A capacidade de extrair petróleo e gás natural dessas reservas;
- Os prazos previstos nos projetos de engenharia para realização dos investimentos em

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 petróleo 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 refinarçar seu endividamento, o que poderá lhe afetar de forma material e adversa.

O setor de atuação da Companhia pode ser afetado negativamente com as atuais iniciativas de responsabilidade ESG (Environmental, Social and Governance ou meio ambiente, social e governança) e com o resultado das eleições dos Estados Unidos.

As atuais discussões sobre o combate às mudanças climáticas e as iniciativas de responsabilidade ESG podem impactar a demanda por petróleo e reduzir a procura por investimentos em empresas deste setor, como a Companhia.

Além disso, a posse de Joe Biden como novo presidente dos Estados Unidos pode alterar a condução das políticas internacionais no setor de atuação da Companhia. O presidente dos Estados Unidos tem um poder considerável na determinação de políticas e ações governamentais, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre a economia global, a estabilidade política mundial e o mercado de petróleo e gás especificamente. A Companhia não pode assegurar que o novo governo norte-americano irá manter políticas projetadas para o setor de atuação da Companhia. Além disso, Joe Biden incluiu em suas propostas de governo a intenção de promover energias renováveis, em detrimento de combustíveis fósseis, e a redução de emissões.

Caso o governo norte-americano adote medidas direcionadas à promoção de energias renováveis a ponto de afetar a economia global, a estabilidade política mundial e o mercado de petróleo e gás, o negócio da Companhia poderá, como consequência, ser afetado de forma material e adversa. Para mais informações, ver fator de risco “Um aumento no uso de fontes alternativas de energia pode afetar substancialmente a demanda por combustíveis fósseis” deste item 4.1 do Formulário de Referência.

A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições, e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia. Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas.

A estratégia de negócios da Companhia inclui expansão futura por meio de crescimento orgânico ou aquisições. Para mais informações sobre o tema, vide item 7.9 deste Formulário de Referência. A execução bem-sucedida do crescimento futuro está sujeita a vários riscos e fatores que fogem ao controle da Companhia, como, por exemplo, medidas ou políticas estabelecidas pelo Governo Federal e/ou pela Petrobras. A Companhia não tem qualquer controle ou forma de prever quais medidas ou políticas o Governo Federal e/ou a Petrobras poderão tomar no futuro,

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

nem pode fazer qualquer previsão nesse sentido.

A Companhia também enfrenta a concorrência de outras entidades do setor (ou não) no processo de aquisição de novas reservas de petróleo e gás natural, o que pode inviabilizar ou dificultar, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado que o inicialmente estimado para a aquisição desses ativos.

Além disso, 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 (i) a Companhia deixe de obter benefícios previstos, como novos relacionamentos com clientes, economia de custos ou aprimoramentos no fluxo de caixa, (ii) a atenção da administração seja desviada dos negócios existentes, enfrentando dificuldades na integração de operações e pessoal adquiridos, e (iii) haja diminuição da liquidez e aumento significativo das despesas e alavancagem de juros da Companhia, que terá que usar uma parcela significativa dos recursos disponíveis ou da capacidade de empréstimo para financiar as aquisições, incorrer ou assumir passivos, perdas ou custos imprevistos. A concretização de tais riscos pode afetar adversamente a capacidade da Companhia de obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento e afetar adversamente sua reputação e desempenho operacional e financeiro.

Podemos, também, enfrentar desafios na integração de sociedades ou ativos adquiridos, o que pode resultar no desvio de nosso capital e na atenção de nossa administração de outros problemas e oportunidades de negócios. Podemos não conseguir criar e implementar controles, procedimentos e políticas uniformes e eficazes, e podemos incorrer em custos acrescidos para a integração de sistemas, pessoas, métodos de distribuição ou procedimentos operacionais. Ainda, podemos não conseguir integrar tecnologias de negócios adquiridos, além de não conseguir reter executivos e funcionários importantes dos negócios adquiridos. Adicionalmente, podemos enfrentar desafios na integração de funcionários que trabalham em diferentes geografias e que podem estar acostumados a diferentes culturas corporativas. Também podemos enfrentar desafios na negociação de acordos coletivos favoráveis com sindicatos devido a diferenças nos procedimentos de negociação usados em diferentes regiões.

As aquisições, ainda, podem estar sujeitas à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica do Brasil ("CADE"), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") ou de outras autoridades reguladoras. Nesses casos, o CADE ou ANP podem não aprovar nossas aquisições ou podem condicionar a aprovação de nossas aquisições à alienação de certas operações ou impor outras restrições às operações e negócios. A falta de aprovação do CADE, da ANP ou de outras autoridades reguladoras para aquisições futuras ou quaisquer aprovações condicionais de aquisições futuras podem resultar em despesas que podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Em conexão com qualquer aquisição, podemos ainda enfrentar responsabilidades por contingências relacionadas, entre outras, (1) a processos judiciais, arbitrais e/ou administrativos da sociedade ou ativo adquirido, incluindo processos civis, regulatórios, trabalhistas, tributários, previdenciários, ambientais e processos de propriedade intelectual e (2) problemas financeiros, de reputação e técnicos, incluindo aqueles relacionados a práticas contábeis, divulgações nas demonstrações financeiras e controles internos, bem como outras questões regulatórias, vide fator de risco "*Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos*" deste item 4.1 do Formulário de Referência. Essas contingências poderão não ter sido identificadas antes da aquisição e podem não ser indenizáveis nos termos do contrato de aquisição, o que poderá ter um efeito adverso em nossos negócios e condição financeira. Ainda que tais contingências sejam indenizáveis nos termos do contrato de aquisição, os níveis de indenização acordados podem não ser suficientes para cobrir as contingências reais à medida que elas se materializarem. Adicionalmente, podemos reavaliar os riscos e as contingências das sociedades ou ativos adquiridos, o que pode resultar em majoração no valor inicialmente previsto, impactando de maneira negativa os resultados da Companhia. Ainda, algumas sociedades ou ativos por nós adquiridos podem não entregar o resultado esperado segundo nossas expectativas financeiras e do negócio e, com isso, podemos decidir aliená-los. Não podemos garantir que ocorrendo alienações de ativos, os mesmos terão uma precificação

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

adequada pelo mercado e pelo potencial comprador, o que pode nos levar a ter prejuízos contábeis e financeiros com a venda. Podemos também estar sujeitos a termos de responder por contingências em razão do ativo alienado, afetando negativamente nossas provisões, resultados e caixa.

Por fim, estamos sujeitos ao questionamento de autoridades fiscais em razão de reorganizações societárias que fizemos ou que venhamos a fazer em razão de aquisições. As autoridades fiscais podem questionar aproveitamentos fiscais alcançados em razão de movimentos societários e glosar os benefícios fiscais que obtivemos em determinado ano, cobrando o tributo aplicável acrescido de juros de mora e multa, conforme legislação aplicável. Podemos não ter sucesso em nossa defesa apresentada em autuações fiscais presentes e futuras e nossas provisões, resultados e caixa podem ser afetados negativamente.

Atrasos na execução do nosso pipeline de aquisições podem afetar adversamente nossos resultados em trimestres futuros ou resultados anuais.

As avaliações dos recursos e das 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, envolvendo 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 realizados por certificadora independente internacional (Certificação de Reservas) e 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 consideravelmente 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 intervenção 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.

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. As 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/ou opera 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 certas definições técnicas adotadas pelas empresas certificadoras independentes responsáveis por elaborar os Relatórios de Reservas de Campos.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

Em muitos casos essas estimativas são particularmente difíceis de serem determinadas e existem inúmeras incertezas inerentes às reservas, projeção de produção futura, despesas com desenvolvimento dos poços produtores, despesas operacionais e fluxo de caixa. Não é possível prever, antes da perfuração, se os poços 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 poço 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 natural que não podem ser mensurados de forma exata, podendo, inclusive, diferir da avaliação realizada por outras empresas certificadoras.

Conseqüentemente, as estimativas de reservas apontadas nas demonstrações da Companhia podem ser diferentes das quantidades de petróleo e gás natural 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 20 de janeiro de 2021 e 22 de fevereiro de 2021 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro.

As informações sobre as reservas e os recursos contingentes da Companhia incluídas neste Formulário de Referência, 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 pela empresa Netherland, Sewel and Associates, Inc. para a Companhia em 20 de janeiro de 2021 e 22 de Fevereiro de 2021 (“Relatórios de Reservas de Campos da Companhia”). Para mais informações, vide item 7.1 deste Formulário de Referência.

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. Tais estimativas partem, ainda, da premissa de que seremos capazes de obter junto à ANP a extensão dos prazos dos contratos de concessão relativos a cada um dos ativos de produção ao final dos seus respectivos termos, conforme descrito no item 9.1 deste Formulário de Referência. Não podemos dar qualquer garantia que seremos capazes de obter a extensão de tais prazos contratuais perante a ANP, o que poderá afetar adversamente as conclusões feitas nos Relatórios de 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.

As estimativas de reservas e receitas apresentadas nos Relatórios de Reservas de Campos da Companhia podem mudar à medida 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 internacionais de certificação de reservas 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 conseqüentemente seus resultados operacionais.

Por fim, considerando que o petróleo é recurso natural não renovável, uma vez atingido o limite econômico do campo, sua produção será encerrada. Atualmente, a Companhia possui campos

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

em fase de produção em estágio avançado, podendo resultar em redução do volume de petróleo e gás produzidos no campo.

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; atrasos por parte das autoridades competentes em conceder licenciamentos e/ou regimes especiais; escassez de equipamentos e pessoal qualificado; dificuldades mecânicas; e custos adicionais não previstos inicialmente.

Além disso, a perfuração bem-sucedida de um poço de gás natural ou de petróleo ou os processos adotados na revitalização de poços maduros não assegura que a Companhia obterá lucro sobre o seu investimento. Inúmeros fatores, como fatores geológicos, regulatórios e de mercado podem fazer com que um poço seja pouco viável ou, até mesmo, inviável economicamente.

Os negócios da Companhia estão sujeitos a 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, ou oleodutos; colapsos no revestimento; dificuldades mecânicas, tais como perda ou avaria de equipamentos e ferramentas; formações anormais de pressão; perigos ambientais, como vazamentos de gás, derramamento de petróleo, rupturas em oleoduto e emissão de gases perigosos.

Quaisquer desses ou outros eventos poderão gerar problemas em poços, sistemas de coleta e demais instalações, o que poderá afetar, adversa e materialmente, as operações da Companhia e levar a perdas importantes, tais como: morte ou lesão corporal; danos graves e destruição de propriedade, de recursos naturais e equipamentos; poluição e danos ambientais; limpeza e reparos para reiniciar 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. 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 poderão ter repercussões administrativas e criminais, além da necessidade de reparar eventuais danos ambientais, e impactar a 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 definida pela ANP.

Caso tais eventos resultem no descumprimento das obrigações assumidas no âmbito dos contratos de concessão celebrados com a ANP ou do contrato de produção celebrado com a Petrobrás e a Companhia não corrija o inadimplemento no prazo estabelecido pela ANP ou pela Petrobras, a depender do caso, estas poderão rescindir os respectivos contratos.

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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Futuras perfurações nas áreas da Companhia ou iniciativas da Companhia para revitalização de campos maduros poderão não ser realizadas ou não produzir petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidades viáveis do ponto de vista comercial.

Com relação a campos não maduros, não é possível prever, antes da perfuração e da realização de certos testes específicos, se um determinado prospecto de perfuração - ou seja, se uma acumulação potencial que é suficientemente bem definida para ser um alvo de perfuração viável, - efetivamente conterà 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 poço economicamente viável.

No que importa ao aproveitamento de campos maduros, há outros elementos incertos que impõem desafios técnicos e podem afetar materialmente a quantidade de petróleo e gás natural extraídos, como o montante de investimentos em projetos de retorno à produção de um poço, escassez ou dificuldades na alocação de sondas, custos para reequipar poços e custos de estruturas de tubulação e hastes.

Se as perfurações de novos poços ou medidas de revitalização de campos maduros não tiverem êxito comprovado, os negócios, situação financeira e resultados da Companhia poderão ser afetados de modo adverso.

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 sua reputação e seu desempenho financeiro, assim como por condições climáticas adversas, efeitos das mudanças climáticas e outros fatores fora do controle da Companhia, além de riscos de perfuração, produção e outros riscos operacionais, que podem afetar negativamente suas operações.

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, que afetam as propriedades, ativos e instalações, dentre outros. Esses riscos incluem, dentre outros:

- Incêndios, explosões e vazamentos de combustível ou outras substâncias;
- Problemas mecânicos e com equipamentos;
- Falha mecânica e elétrica;
- Falha ou má conduta dos empregados da Companhia quando do manejo das operações, o que pode ensejar no vazamento de fluidos potencialmente poluentes;
- Fluxos descontrolados de óleos ou fluidos de poços;
- Poluição e outros riscos ambientais;
- Desempenho insatisfatório de fornecedores terceirizados na perfuração de poços e no desempenho de outros serviços;
- 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);
- Riscos de acidentes ambientais, tais como derramamentos de petróleo e óleo ou descarte inadequado de resíduos e efluentes;
- Riscos climáticos, por exemplo, elevação do nível dos oceanos, ventos e ondas de alto porte, dificultando a aproximação e a atracação de navios;
- Condições climáticas adversas, as quais podem resultar em danos, penalidades, multas, indenizações ou despesas a pagar a terceiros e outras reivindicações contra a Companhia

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

- Riscos de sabotagem, ataques criminosos e terroristas;
- Pandemias;
- Acidentes, danos pessoais, perda ou danos aos ativos e à carga;
- Interrupção do negócio e atrasos na entrega;
- Condições políticas e hostilidades; e
- Outros desastres naturais.

Qualquer desses eventos pode resultar em morte de funcionários, 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, cobertos ou não por seguros, pode ter um efeito adverso relevante sobre a Companhia.

Todos esses riscos podem resultar em responsabilidade ambiental nas esferas criminal e administrativa, além da obrigação de reparar danos, bem como 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 participação da Companhia em consórcios resulta em riscos adicionais, inclusive no que tange a potenciais problemas de ordem financeira e de relacionamento com os parceiros da mesma. As parcerias da Companhia podem não ser bem-sucedidas em função de fatores diversos.

A Companhia investe e poderá investir em consórcios com terceiros.

As parcerias ocorrem no âmbito dos contratos de concessão nos quais a exploração dos campos é realizada pela Companhia em parceria com terceiros. Atualmente, a Potiguar E&P possui contratos operados pela Companhia em parceria com terceiros (consórcio), nos seguintes campos: (i) Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata, atualmente operados pela Sonangol Hidrocarbonetos S.A. (sendo 30% pertencentes à Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda. e 70% à Potiguar E&P); (ii) Cardeal e Colibri, atualmente operados pela Partex (sendo 50% pertencentes à Partex Brasil Ltda. e 50% à Potiguar E&P).

Não há como assegurar que as parcerias 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.

No caso do sócio da Companhia em determinado consórcio não efetuar, ou estar financeiramente incapaz de efetuar as contribuições de capital necessárias, a Companhia poderá ter de fazer investimentos adicionais, bem como prestar serviços adicionais para compensar a deficiência de seu sócio. Além disso, de acordo com a lei brasileira, os sócios dos consórcios podem se tornar responsáveis pelas obrigações do consórcio, especialmente com relação às obrigações de natureza tributária, trabalhista, ambiental e de defesa do consumidor.

Os riscos relacionados às parcerias incluem, dentre outros: (i) dificuldade em manter um bom relacionamento com os parceiros; (ii) dificuldades financeiras dos parceiros, que poderão resultar na necessidade de investimentos adicionais por parte da Companhia e/ou na limitação dos investimentos; (iii) a possibilidade de o sócio da Companhia no consórcio falir; (iv) divergência de interesses econômicos e comerciais entre a Companhia e seus parceiros/sócios; (v) 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 (vi) existência de passivos não previamente identificados que podem recair sobre a Companhia. A ocorrência de quaisquer desses riscos poderá afetar o resultado estimado ou poderá resultar na perda de investimentos realizados em tais parcerias.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 da Companhia de implementar sua estratégia depende, em larga escala, dos serviços prestados por sua alta administração. Os executivos seniores são responsáveis, em grande parte, pelo desenvolvimento da expertise da Companhia no setor, pela originação e avaliação de oportunidades de negócio, bem como pela condução dos investimentos e aquisições da Companhia. Se, por qualquer motivo, a Companhia vier a perder os membros de sua alta administração, poderá não ser 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 ativos.

Eventual inexistência de licenças ambientais para a operação de determinada atividade e/ou falhas ou descumprimento de condicionantes ambientais podem sujeitar a Companhia à responsabilização ambiental nas esferas administrativa e criminal, além da obrigação de reparar eventuais danos causados, tanto ao meio ambiente quanto a terceiros, o que pode implicar em riscos operacionais, financeiros e reputacionais à Companhia.

No que diz respeito aos ativos que estão em processo de aquisição com a Petrobras ou ao contrato de produção celebrado com a Petrobras (detentora dos contratos de concessão), a Companhia não possui informações suficientes sobre a vigência de todas as licenças ambientais emitidas em nome da Petrobras para a operação dos respectivos campos, assim como não possui informações suficientes sobre o cumprimento de condicionantes das licenças ambientais, o que impede que a Companhia tenha conhecimento dos riscos envolvidos na operação dos campos.

Eventual inexistência de licenças ambientais para a operação de determinada atividade e/ou falhas ou descumprimento de condicionantes ambientais podem sujeitar a Companhia à responsabilização ambiental nas esferas administrativa e criminal. Já em relação aos contratos de produção celebrados com a Petrobras, a Companhia está sujeita à responsabilização ambiental na esfera criminal e pode, ainda, vir a ser chamada a ressarcir a Petrobras por eventuais infrações administrativas que tiver incorrido no âmbito de tais contratos. Em ambos os casos a Companhia poderá vir a ser obrigada a reparar eventuais danos causados, direta ou indiretamente, tanto ao meio ambiente quanto a terceiros, o que pode implicar em riscos operacionais, financeiros e reputacionais à Companhia.

A Companhia também não possui informações suficientes sobre a existência de passivos e contingências ambientais eventualmente existentes relativos aos ativos adquiridos ou em vias de serem adquiridos da Petrobras. Caso seja constatada a existência de danos ambientais, é possível que a Companhia seja acionada para repará-los, uma vez que a responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa dizer que a obrigação de reparar eventual degradação ambiental causada independe da demonstração de culpa, e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, bem como aqueles que se beneficiam da atividade desenvolvida, o que poderá trazer riscos financeiros e reputacionais à Companhia. Os deveres associados à recuperação de uma área degradada são considerados obrigações *propter rem* (obrigação que está sempre atrelada a um bem), de modo que novos proprietários de imóveis são responsáveis pela recuperação dos danos ambientais ocorridos em sua propriedade, independentemente de quem efetivamente os tenha causado. No caso de atividades *onshore*, os passivos ambientais oriundos das atividades desempenhadas nos campos podem recair sobre o novo operador (cessionário ou não), ainda que tenham ocorrido em momento anterior à transferência da concessão.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Dentre os passivos de natureza ambiental conhecidos nos ativos adquiridos, conforme indicado em estudos ambientais, haverá necessidade de intervenções, como remediação de áreas contaminadas e reposição florestal em áreas degradadas. Caso a Companhia não tome as providências recomendadas, poderá ficar sujeita a penalidades e sofrer impactos relevantes. Para mais informações sobre os passivos ambientais da Companhia, referir-se ao item 7.5 deste Formulário de Referência.

Riscos associados a condições que eventualmente podem ser impostas pela ANP para aprovação de procedimentos de cessão.

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 do 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 petróleo e gás natural, atualmente operados pela Petrobras e em processo de negociação de cessão para a Companhia, ou outros campos que futuramente podem vir a ser adquiridos pela Companhia, incluindo, mas não se limitando a condições relacionadas à apresentação de garantias de descomissionamento e abandono, que a Companhia não consiga cumprir.

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 multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, na perda de nossas atuais concessões, ou impedimento de obtenção de concessões futuras. Eventuais multas ou a perda de nossas concessões podem afetar nossos negócios e resultados de maneira adversa e relevante.

As pesquisas e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos são outorgadas pelo Poder Público por meio de concessões. Atualmente, a Companhia e suas subsidiárias detêm 39 campos, sendo 34 localizados na Bacia Potiguar (dos quais 4 são operados em parceria) e 5 localizados na Bacia do Recôncavo.

Nos termos da Lei do Petróleo, as concessões estão sujeitas à extinção antecipada em diversas circunstâncias, incluindo: (i) o não cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo; ou (ii) falência do concessionário.

Em quaisquer das circunstâncias que possam ensejar a extinção antecipada, os ativos vinculados à concessão deverão ser revertidos ao Poder Concedente. Nesses casos, a reversão de bens não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP.

A extinção antecipada das concessões também não desobrigaria a Companhia em relação à responsabilidade pelos danos e prejuízos causados a terceiros em decorrência da concessão outorgada, nem em relação aos direitos e obrigações assumidos perante credores.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

No caso de rescisão em virtude de descumprimento das normas legais, regulamentares e contratuais, além da inexistência de indenização, há a possibilidade de imposição de multas ou outras penalidades.

Riscos associados a condições que eventualmente podem ser impostas pelo CADE para aprovação de procedimentos de cessão.

Algumas operações de aquisição de ativos, cessão de ativos e formação de parcerias, como as previstas nos contratos de *farm-in/farm-out*, espécies de contratos de participação, 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. Para mais informações a respeito dos contratos de *farm-out* em processo de negociação entre a Companhia e a Petrobras, ver item 7.9 deste Formulário de Referência. Dessa forma, adicionalmente à aprovação da ANP, essas operações poderão depender da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), podendo este órgão não aprovar ou 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.

Atualmente, a Petrobras tem uma posição dominante no mercado de gás do Brasil. 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, aprovada na Câmara dos Deputados, deve ter seu mérito apreciado em breve no Senado Federal, não sendo possível afirmar que sua aprovação na redação atual será concretizada.

Ainda, 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 a Petrobras. O TCC tem por objetivo preservar e proteger condições concorrenciais no mercado de gás natural, por meio de uma série de ações assumidas pela Petrobras visando à abertura de mercado, dentre as quais, a venda de participações societárias e de ativos. 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.

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.

Os controles internos da Companhia podem não ser suficientes para evitar ou detectar todas as condutas impróprias, fraudes e/ou violações de leis e regulamento voltados à prevenção e combate à corrupção, por parte de seus administradores, empregados, representantes ou terceiros que atuem em seu nome ou benefício, sendo exemplos dessas normas, no Brasil, o Decreto-Lei nº 2.848/1940, a Lei nº 8.137/1990, a Lei nº 8.429/1992, a Lei nº 8.666/1993, a Lei nº 9.613/1998, a Lei nº 12.846/2013 (“Lei Anticorrupção”), o Decreto nº 3.678/2000, o Decreto nº 4.410/2002, o Decreto nº 5.687/2006, assim como outras normas relacionadas à Convenção sobre o Combate da Corrupção de Funcionários Públicos Estrangeiros em Transações Comerciais Internacionais da OCDE.

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 a sanções civis e administrativas, que incluem multas, perdimento de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, proibição de contratar

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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, coligadas ou, no âmbito do respectivo contrato, as consorciadas da infratora serão solidariamente responsáveis pelos atos por ela praticados.

A Lei Anticorrupção ainda previu a responsabilidade sucessória do adquirente nas hipóteses de fusão e incorporação, sendo sua responsabilidade restrita à obrigação de pagamento de multa e reparação integral do dano causado, até o limite do patrimônio transferido, o que pode vir a afetar a Companhia caso se verifique a ocorrência de violações à mencionada Lei pelos antigos detentores dos ativos.

A Companhia não pode garantir que seus administradores, empregados, representantes e terceiros que agem em seu nome ou benefício atuarão em estrita observância às regras e determinações aplicáveis à Companhia, ao seu programa de integridade e/ou às leis anticorrupção. A existência de quaisquer investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa ou judicial relacionados à violação de qualquer destas leis, no Brasil ou no exterior, contra nossa administração, funcionários ou terceiros atuando em nosso nome podem resultar em (i) multas, sanções e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) perda dos benefícios ilicitamente obtidos, bem como de licenças operacionais, com a decorrente responsabilização subsidiária ou solidária; (iii) confisco de ativos que representem vantagem direta ou indiretamente obtida da infração; (iv) dissolução da pessoa jurídica envolvida na conduta ilícita; (v) proibição ou suspensão de nossas atividades; (vi) perda de direitos de contratar com a administração pública, de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública; (v) responsabilização individual criminal dos membros de sua administração, funcionários e representantes; e (vi) publicação extraordinária da decisão condenatória, sendo que a materialização de quaisquer desses fatores pode resultar em um efeito adverso nos negócios, na imagem, na condição financeira, nos resultados operacionais e na reputação 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.

Na eventualidade da ocorrência de eventos não cobertos ou que excedam as coberturas previstas em suas apólices de seguro atuais, a Companhia pode sofrer um revés financeiro para recompor e/ou reformar os ativos atingidos por tais eventos e indenizar os prejuízos causados, o que poderá comprometer o investimento por ela realizado. Mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto pelas apólices, não é possível garantir que o pagamento da indenização securitária será realizado de forma tempestiva, ou em valor suficiente para compensar integralmente os danos decorrentes de tal sinistro, o que poderá afetar negativamente os resultados financeiros da Companhia. 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 pelo pagamento de indenização a terceiros em decorrência de um eventual sinistro. Caso qualquer desses fatores venha a ocorrer, os negócios e resultados financeiros e operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados.

A modalidade contratual de "take or pay" em contratos com o único cliente da Companhia pode gerar riscos aos resultados da Companhia.

Atualmente, a Companhia opera com seu único cliente, Petrobras, sob o regime contratual de *take or pay*, onde o cliente garante que comprará toda a produção de óleo e gás da Companhia

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

(vide itens 7.4 e 7.9 para maiores esclarecimentos com relação a esses contratos). Aproximadamente 69% da receita operacional bruta da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro 2020 resultou desta modalidade de 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, o cliente da Companhia pode 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 o cliente, 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, afetando adversamente os resultados da Companhia.

Decisões desfavoráveis ou a impossibilidade de se realizar depósitos judiciais ou de se prestar ou oferecer garantias em processos podem causar efeitos adversos nos negócios, condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

A Companhia, seus administradores e acionistas controladores são/podem vir a ser partes em processos administrativos, judiciais e arbitrais, incluindo processos de natureza civil, fiscal, ambiental, trabalhista, dentre outros. Não há garantia de que tais processos serão julgados favoravelmente à Companhia, seus administradores ou acionistas controladores, ou, ainda, que os provisionamentos eventualmente existentes sejam suficientes para a cobertura dos valores decorrentes de eventuais condenações. 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 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 e prestadores de serviço, 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 prestadores de serviço ou em setores da sociedade que afetem os negócios da Companhia, podem impactar a conclusão de projetos, o alcance de seus objetivos, bem como a 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Os nossos custos, despesas e passivos incorridos no curso normal dos negócios dependem de fatores sujeitos a flutuações que podem ter um efeito adverso relevante nos nossos resultados e operações.

Nossos custos, despesas e passivos incorridos no curso normal dos negócios, incluindo custos de extração, manutenção, reparo de poços, investimentos, despesas gerais e administrativas, etc, estão sujeitos a flutuações dependendo das condições do mercado. Esses custos, despesas e passivos são influenciados por vários fatores sobre os quais temos pouco ou nenhum controle, incluindo, entre outros, condições econômicas internacionais e nacionais (tais como inflação e variações de taxa de câmbio), regulamentos e políticas governamentais, efeitos globais de oferta e demanda de petróleo, estoques, dentre outros. Podemos não ser capazes de repassar o aumento de custos, despesas e passivos para nosso cliente, 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 estações de petróleo e gás natural existentes, a instalação de novas estações de petróleo e gás natural e os cronogramas de intervenção e perfuração de poços, bem como o transporte de petróleo 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 estações de petróleo e gás existentes e futuras, aos cronogramas de intervenção e perfuração de poços, ao transporte de petróleo via caminhões e às operações normais no curso dos negócios da Companhia. Invasões e ocupações de instalações são práticas comuns entre os integrantes desses movimentos. Caso a Companhia enfrente tais movimentos populares, seus negócios e condições financeiras serão afetados adversamente.

As operações de hedge da Companhia podem não ser suficientes contra flutuações na cotação de moedas e de commodities.

As operações da Companhia estão expostas a oscilações na cotação de moedas e *commodity* (preço do petróleo). Os contratos de *hedge* celebrados pela Companhia podem não ser suficientes contra tais oscilações. A Companhia ainda está exposta a riscos de crédito em caso de não cumprimento dos instrumentos financeiros por suas contrapartes.

A Companhia pode sofrer perdas financeiras se não for capaz de iniciar as operações de *hedge* 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* pode limitar o potencial de ganho da Companhia em função da estratégia de *hedge* executada (ex.: travas de preços mínimo e máximo), não auferindo todo o potencial de aumento do preço da *commodity* em uma eventual venda. Caso a Companhia não celebre operações de *hedge*, ela poderá estar mais suscetível a reduções nos preços do petróleo 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 item 5.2 deste Formulário de Referência.

A Companhia pode ser adversamente afetada se algum de seus benefícios fiscais expirar, for revogado ou se não conseguir qualificar, renovar ou estender esses benefícios fiscais.

Atualmente a Companhia e suas controladas Recôncavo E&P e Potiguar E&P são beneficiárias de incentivos fiscais e regimes especiais, especialmente os benefícios concedidos pela SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) e pelo REPETRO-SPED, regime aduaneiro e tributário especial relativo ao setor de Óleo e Gás, que possibilita a importação permanente ou

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

temporária de bens utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural com desoneração total ou parcial da cadeia. Para garantir a continuidade desses incentivos ou regimes, conforme aplicável, a Companhia deve cumprir uma série de exigências fiscais, trabalhistas, sociais e ambientais que podem vir a ser questionadas, inclusive judicialmente, por terceiros como, por exemplo, o Ministério Público Federal, outros Estados brasileiros, ou até outras autoridades públicas, durante seu prazo de vigência. As penalidades por descumprimento dessas obrigações podem resultar na suspensão dos incentivos até que sejam corrigidos, perda de incentivos fiscais e, em determinadas circunstâncias, pagamento de multas.

Esses benefícios fiscais também podem ser revogados ou suas condições podem vir a ser alteradas. Caso os incentivos ou regimes sejam suspensos, modificados, cancelados, revogados, não sejam renovados ou não sejam prorrogados, a Companhia poderá ser afetada de maneira adversa.

O benefício fiscal da Potiguar E&P S.A. ainda carece de homologação pela Receita Federal do Brasil. Caso o mesmo não seja homologado, a Potiguar E&P não gozará do benefício de 75% de redução no Imposto de Renda.

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 diversas 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 no futuro, tempestivamente, ou que nenhum requisito adicional será imposto em relação a tal pedido.

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 responsabilização nas esferas administrativa e criminal, multas, perda ou rescisão antecipada de outras 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 e sua não obtenção poderá atrasar os projetos de desenvolvimento da produção da Companhia.

A Companhia pode não conseguir atender as cláusulas restritivas (covenants) de seus contratos de empréstimos.

A Companhia está sujeita a determinadas cláusulas restritivas (*covenants*) existentes em contratos de empréstimos e financiamentos de que é parte ou virá a ser parte, inclusive contratos com clientes, com base em indicadores financeiros e não financeiros. Essas cláusulas restritivas incluem limitações no pagamento de dividendos, resgate ou recompra capital social, aumento do endividamento, venda ativos, criação de certos ônus, transações de venda e relocação, transações com afiliadas, alteração do seu controle acionário, bem como outras restrições de pagamento que afetam subsidiárias. Além disso, a Companhia está sujeita a obrigações relativas à manutenção de garantias, restrições sobre incorporações, 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 Companhia não seja capaz de atender a quaisquer dos *covenants* mencionados acima, poderá ser declarado o vencimento antecipado da dívida afetada. O descumprimento de obrigações relacionadas a uma dívida específica ou o vencimento de uma dívida específica pode causar também o vencimento antecipado de outras dívidas (*cross acceleration e cross default*), o que afetaria adversamente os negócios e os resultados operacionais da Companhia, bem como seu fluxo de caixa.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Além disso, o impacto da pandemia da COVID-19 também pode precipitar ou agravar os riscos e dificuldades para obtenção de novos financiamentos junto a instituições financeiras, renegociação de contratos existentes ou eventuais outras restrições de caixa, o que pode comprometer, dificultar e/ou impossibilitar o cumprimento dos *covenants* financeiros aos quais a Companhia está sujeita no âmbito de suas obrigações.

Para mais informações, ver item 10.1.(f) deste Formulário de Referência.

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, especialmente com as suas afiliadas, Potiguar E&P, Recôncavo E&P S.A. e Recôncavo America LLC, bem como seus acionistas, Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. e PetroSantander Luxembourg Holdings S.à.r.l.. 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, situação financeira e resultados. Para mais informações acerca da política e das transações com partes relacionadas da Companhia, veja os itens 16.1 e 16.2, respectivamente, deste Formulário de Referência.

A Companhia depende de sistemas de informação para conduzir seus negócios e a falha em proteger esses sistemas contra violações de segurança poderá resultar em acesso indevido a informações confidenciais ou sensíveis e, conseqüentemente, em danos financeiros e reputacionais à Companhia, afetando adversamente 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 sistemas de informação são vulneráveis às interrupções de serviço e às violações em virtude de vírus maliciosos (*malware*) e outros problemas, como, por exemplo, crimes e ataques cibernéticos, os quais 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, a Companhia está sujeita a riscos específicos relacionados a incidentes de segurança que afetem dados pessoais. Para mais informações, vide fator de risco “*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 Pessoais e pode ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções*”.

A Companhia não garante que será capaz de 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 na imagem, nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia. 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.

Diante da própria natureza da internet e de sistemas informáticos, não é possível garantir que não ocorrerão falhas de segurança. 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Em 2018, a Companhia foi vítima de dois ataques de cibernéticos de *ransomware*. Na ocasião, alguns sistemas administrativos e dados da Companhia foram encriptados e foi pedido um resgate em *bitcoins* para que fosse disponibilizada a chave de encriptação para recuperação dos arquivos. Não podemos garantir que eventuais ataques futuros da mesma natureza não afetarão adversamente os negócios 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 para uma economia de baixo carbono 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 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 impactar 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 de energia elétrica, 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 se tornarão 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, podendo gerar um efeito adverso relevante nos negócios e desempenho financeiro da Companhia.

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.

Para monetizar o petróleo e o gás natural produzido em seus campos, a Companhia contrata o transporte e escoamento no mercado – o que ocorre 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 a capacidade da Companhia de movimentar os hidrocarbonetos produzidos até seu cliente.

Além disso, alguns dutos de movimentação da produção se localizam em áreas ambientalmente sensíveis e caso algum problema ocorra em algum dos principais dutos utilizados pela Companhia, como vazamento ou rompimento, as operações da Companhia podem ser paralisadas, o que pode resultar em perda financeiras. Esses riscos podem, ainda, ocasionar fatalidades, danos significativos a propriedades da Companhia ou de terceiros, poluição e danos ambientais e interrupção de operações, que, por sua vez, poderão resultar em perdas financeiras e reputacionais significativas.

As atividades de transporte e movimentação dos rejeitos produzidos nos próprios campos e nos campos da Petrobras operados pela Companhia, como água e borra oleosa, são de responsabilidade da Companhia e envolvem uma variedade de perigos inerentes e riscos

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 de produtos perigosos 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 Pessoais e pode ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções.

A Constituição Federal, a Lei nº 10.406/02 (Código Civil), a Lei nº 8.078/90 (Código de Defesa do Consumidor), a Lei nº 12.965/14 (Marco Civil da Internet), o Decreto nº 8.771/16 e a Lei nº 13.709/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais ou LGPD) 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 informar aos titulares de dados sobre nossas práticas de tratamento de dados pessoais e ter uma base legal para cada tratamento, conforme previsto na LGPD. A LGPD entrou em vigor no dia 18 de setembro de 2020 (exceto pelos dispositivos que versam sobre aplicação de sanções administrativas, que entrarão em vigor em 1º de agosto de 2021) e já pode ser fiscalizada por autoridades governamentais como o Ministério Público e PROCONs, além de poder ser utilizada como fundamento para o ajuizamento de demandas administrativas e judiciais por parte de titulares de dados caso entendam que seus dados pessoais foram tratados em desconformidade com a legislação ou em caso de incidentes de segurança.

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.

A percepção de negligência com o tema de proteção de dados, válida ou não, pode nos afetar adversamente. Devemos 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. Não podemos garantir que nossas práticas de tratamento de dados pessoais serão aceitas como adequadas e suficientes pelas autoridades governamentais e pelo Poder Judiciário. Eventuais sanções administrativas ou condenações judiciais podem causar impactos financeiros relevantes, além de poderem afetar adversamente nossa reputação no mercado, podendo culminar na perda de contratos com atuais parceiros, fornecedores ou clientes, ou na dificuldade de contratarmos com novos parceiros, fornecedores ou clientes.

Qualquer violação de segurança, ou qualquer falha 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 os evitar 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 Autoridade Nacional de Proteção de Dados ("ANPD"), tais como 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; 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 pessoais.

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 com a 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 consumidor. A Companhia também está sujeita à responsabilização na esfera cível por violação a essas leis.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia ainda está em processo para se adequar às novas disposições e obrigações da LGPD.

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. Além disso, a Companhia utiliza softwares licenciados de terceiros para prestar seus serviços, os quais podem não permanecer disponíveis para a Companhia e, portanto, podem ocasionar dificuldades no fornecimento dos serviços até que um software equivalente seja licenciado ou desenvolvido. Qualquer disputa ou litígio relacionado a ativos de propriedade intelectual pode ser oneroso e demorado devido à incerteza de litígios sobre o assunto.

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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

A Companhia revisa e avalia seus ativos, para realizar testes de perda de valor recuperável (impairment) 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.

Falhas nos nossos sistemas, políticas e procedimentos de gestão de riscos e controles internos poderão afetar adversamente nossos negócios.

As nossas políticas e procedimentos para identificar, analisar, quantificar, avaliar, monitorar e gerenciar riscos podem não ser totalmente eficazes. Os métodos de gerenciamento de riscos podem não prever exposições futuras ou serem suficientes contra riscos desconhecidos e/ou não mapeados e que poderão ser significativamente maiores do que aquelas indicadas pelas medidas históricas que utilizamos.

Outros métodos de gerenciamento de riscos adotados por nós que dependem da avaliação das informações relativas a mercados, clientes ou outros assuntos disponíveis ao público podem não ser totalmente precisos, completos, atualizados ou adequadamente avaliados.

As informações em que nos baseamos ou com que alimentamos ou mantemos modelos históricos e estatísticos podem ser incompletas ou incorretas, o que poderá gerar um efeito adverso relevante sobre nossos negócios.

Se não formos capazes de manter nossos controles internos operando de maneira efetiva, 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.

Dessa forma, a falha ou a ineficácia nos nossos controles internos (como as deficiências significativas indicadas no item 5.3 deste Formulário de Referência referentes à ausência de revisão formal de aprovação de lançamentos manuais efetuados na contabilidade no passado), poderá gerar distorções nas demonstrações financeiras da Companhia ou ter um efeito adverso significativo em nossos negócios.

Futuras captações de recursos pela Companhia poderão resultar na diluição da participação de seus acionistas em seu capital social.

A Companhia pode precisar captar recursos adicionais no futuro e optar por captar tais recursos por meio da emissão pública de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações. Captações de recursos por meio de emissão de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações poderão, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, ser feitas com exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia, o que pode causar diluição em sua participação acionária percentual e patrimonial.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 um maior grau de risco se comparado a investimentos em valores mobiliários de empresas localizadas em mercados desenvolvidos. 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 da Companhia ao preço e no momento desejado, o que pode ter um efeito adverso significativo sobre a cotação das ações ordinárias da Companhia.

Restrições à remessa de capitais para o exterior podem prejudicar a capacidade dos titulares das ações ordinárias da Companhia residentes no exterior em receber dividendos e distribuições relativas às receitas oriundas de alienação de sua participação.

O Governo Federal pode impor restrições temporárias sobre a conversão de moeda brasileira em moedas estrangeiras e à remessa para investidores estrangeiros dos resultados de seus investimentos no Brasil. A legislação brasileira permite ao Governo Federal impor essas restrições sempre que houver grave desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil ou razões para prever tal desequilíbrio. O Governo Federal impôs restrições a remessas por aproximadamente seis meses em 1990, podendo tomar medidas semelhantes no futuro. Restrições semelhantes, se impostas, poderão prejudicar ou impedir a conversão de dividendos, distribuições ou receitas decorrentes da alienação de ações ordinárias da Companhia de Reais para Dólares e a remessa de Dólares para o exterior.

Os acionistas da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

De acordo com o nosso estatuto social, devemos pagar aos nossos acionistas, no mínimo, 25% do seu lucro líquido anual, 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. 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 pela Companhia a título de participação nas suas controladas e pelos nossos acionistas a título de participação nos nossos resultados.

A Companhia e sua controlada Recôncavo E&P gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. A controlada Potiguar E&P gozará do mesmo benefício caso seja homologado pela Receita Federal. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta “reserva de lucros – incentivos fiscais” e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias, não sendo possível a distribuição de lucros.

Adicionalmente, o contrato de empréstimo celebrado pela Companhia e sua controlada Potiguar E&P com instituições financeiras, em 2 de dezembro de 2019 (Credit Agreement) restringe a distribuição de dividendos pela Companhia e suas controladas, entre outras, na hipótese de o

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

preço do Petróleo Brent ser inferior a U\$45 bbl na data final do último trimestre de cada ano. Desta forma, a Companhia está sujeita a restrições à distribuição de dividendos, de modo que os acionistas da Companhia podem vir a não receber dividendos em decorrência dos referidos contratos financeiros. Para mais informações sobre nossos contratos financeiros ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.

A política de remuneração dos executivos da Companhia está vinculada ao desempenho e à geração de resultados da Companhia, podendo assim levar os executivos a tomar decisões não alinhadas com a estratégia de longo prazo da Companhia.

O fato de a remuneração de executivos da Companhia estar vinculada ao desempenho (inclusive, vinculada a um evento de liquidez como a oferta pública inicial de ações de emissão da Companhia), à geração de resultados da Companhia e/ou à cotação das ações da Companhia pode levá-los a dirigir os negócios e atividades da Companhia e das suas controladas de maneira desalinhada à estratégia de longo prazo da Companhia, não coincidindo com os interesses dos seus acionistas que tenham uma visão de investimento de longo prazo em relação às ações de emissão da Companhia, o que pode impactar tais acionistas de maneira negativa.

Para mais informações sobre a remuneração dos executivos da Companhia, vide seção 13 deste Formulário de Referência.

(b) Riscos Relacionados ao Controlador, direto ou indireto, ou Grupo de Controle

Não aplicável.

(c) Riscos Relacionados a Seus Acionistas

Com a liquidação da Oferta Pública de Ações de emissão da Companhia (“Oferta”), deixaremos de ter 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.

Com a liquidação da Oferta, o acordo de acionistas vigente será extinto (conforme descrito no item 15.5 deste Formulário de Referência). Assim, o atual grupo de controle da Companhia deixará de existir, e a partir deste momento, será possível que se formem alianças ou acordos paralelos entre os acionistas, o que poderia ter efeito semelhante à formação de um novo grupo de controle. Nessa hipótese, 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 determinadas deliberações.

Sem a existência de um acionista controlador ou de um grupo de controle, não podemos garantir que a influência que vinha sendo exercida pelos acionistas controladores na Companhia (em termos de 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, podem afetar adversamente a Companhia, o valor de suas ações, bem como podem afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais.

Ainda, caso após a realização da Oferta, os acionistas PetroSantander Luxembourg Holdings S.à.r.l. e Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participação, em conjunto, deixem de ter o direito de eleger ou nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia em Assembleia Geral, os credores do contrato de empréstimo celebrado pela

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Companhia e sua controlada Potiguar E&P com instituições financeiras, em 2 de dezembro de 2019 (*Credit Agreement*), terão o direito de exigir o pré-pagamento antecipado total do saldo devedor em aberto. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo devedor dessa dívida era de R\$926,5 milhões. Para mais informações do endividamento da Companhia, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.

(d) Riscos Relacionados a Suas Controladas e Coligadas

Eventual inadimplemento em decorrência da inobservância de obrigações assumidas pela Companhia em contratos financeiros pode acarretar o vencimento antecipado dessas obrigações bem como a excussão de ativos relevantes para a Companhia.

A Companhia e sua controlada Potiguar E&P celebraram, em 2 de dezembro de 2019, um contrato de empréstimo com instituições financeiras (*Credit Agreement*), o qual exige o cumprimento de obrigações específicas. O descumprimento de tais obrigações que não seja sanado tempestivamente poderá acarretar a decisão dos respectivos credores da Companhia de declarar o vencimento antecipado das dívidas representadas por referido instrumento, além de desencadear o vencimento antecipado cruzado (*cross-acceleration* e *cross-default*) de outras obrigações da Companhia. Os ativos e fluxo de caixa da Companhia podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de suas obrigações nessas hipóteses, o que pode afetar seus resultados operacionais de forma negativa.

Adicionalmente, em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas pela Companhia no âmbito do *Credit Agreement*, 100% das ações de emissão da Potiguar E&P, controlada da Companhia, foram alienadas fiduciariamente, bem como outros bens e direitos creditórios e emergentes da Potiguar E&P foram onerados em favor dos credores. Na hipótese de inadimplemento de tais obrigações, os credores poderão proceder à excussão das garantias, situação em que a Potiguar E&P e demais ativos onerados poderão ser vendidos. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo devedor dessa dívida era de R\$926,5 milhões. Para mais informações do endividamento da Companhia, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.

Possuímos participação em outras sociedades e dependemos de seus resultados financeiros para compor nossos resultados e patrimônios.

Possuímos participações diretas e indiretas em outras sociedades e o resultado dessas participações compõe os nossos resultados e patrimônio. Os resultados apresentados por estas sociedades podem ser impactados por uma piora nas condições setoriais e mercadológicas em suas respectivas operações, impactando nossos resultados consolidados. Não podemos garantir que receberemos quaisquer dividendos ou outras distribuições dessas sociedades ou que elas formarão de forma adequada e sustentável. Todos os fatores de risco apresentados neste Formulário de Referência também podem ser aplicáveis as nossas controladas. Para mais informações vide também o fator de risco “*A participação da Companhia em consórcios resulta em riscos adicionais, inclusive no que tange a potenciais problemas de ordem financeira e de relacionamento com os parceiros da mesma, bem como as parcerias da Companhia podem não ser bem-sucedidas em função de fatores diversos*” deste item 4.1 deste Formulário de Referência. Adicionalmente, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio podem ser revistas, caso em que, tanto os dividendos recebidos quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso de juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada, impactando o valor líquido a ser recebido pela Companhia e pelos acionistas.

(e) Riscos Relacionados a seus Fornecedores

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de petróleo e gás natural está sujeito a excesso de custos e atrasos.

Historicamente, projetos de petróleo e gás natural apresentaram aumentos e excessos de custo de capital devido, dentre outros fatores, à indisponibilidade ou ao alto custo de equipamentos, materiais e pessoal essenciais e serviços de campo de petróleo. O custo de execução de projetos

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

pode não ser adequadamente orçado e depende de vários fatores, inclusive a conclusão de estimativas detalhadas de custo e de custos finais de engenharia, contratação e aquisição de equipamentos e engajamento de fornecedores competentes. O desenvolvimento de projetos pode ser negativamente afetado por um ou mais fatores comumente 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. 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, nos resultados das operações ou na condição financeira da Companhia.

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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 a imposição de multas pela ANP e, em última instância, ao término do contrato de concessão.

Dependemos de fornecedores de bens e serviços essenciais para nossas operações regulares e, como resultado, podemos ser adversamente afetados por falhas ou atrasos de tais fornecedores.

A Companhia conta com fornecedores de bens e serviços na operação e realização de seus projetos e poderá ser adversamente afetada por falhas ou atrasos de quaisquer fornecedores no cumprimento de suas obrigações contratuais.

A Companhia é suscetível aos riscos de desempenho e qualidade da sua cadeia de operação. Se os fornecedores atrasarem ou não entregarem os insumos para os projetos da Companhia, é possível que ela não atenda suas metas operacionais no prazo esperado. A Companhia pode, em última instância, precisar adiar um ou mais de seus projetos, o que pode causar um efeito adverso sobre seu resultado.

A Companhia pode ser adversamente afetada por práticas irregulares de seus fornecedores, inclusive em decorrência de responsabilização solidária por danos ambientais e relacionados à falha na proteção de dados pessoais por eles causados

A Companhia não pode garantir que seus fornecedores não venham a apresentar problemas com questões trabalhistas ou relacionados à proteção ambiental e sustentabilidade, quarterização da prestação de serviços ou da cadeia produtiva e condições de segurança impróprias, tratamento irregular de dados pessoais, 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 eventual degradação causada poderá afetar a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, bem como aqueles que se beneficiam da atividade desenvolvida independentemente da comprovação de culpa dos agentes envolvidos, 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 pelos fornecedores contratados.

Caso seus prestadores de serviço ou fornecedores causem danos ao meio ambiente, a Companhia poderá ser responsabilizada por tais danos, poderá ter sua imagem abalada e, como consequência, a percepção da Companhia no mercado pode ser adversamente afetada, com impacto no seu resultado operacional, bem como no valor das ações ordinárias da Companhia.

No mesmo sentido, a Companhia pode, em determinadas circunstâncias que configurem sua culpa na escolha de fornecedores e prestadores de serviço, ser responsabilizada por infrações administrativas ambientais ou crimes ambientais cometidos por tais fornecedores e prestadores em conexão com as operações da Companhia, bem como pode ser responsabilizada por tratamento de dados em desconformidade com a legislação ou quando os fornecedores e prestadores sofrerem incidentes de segurança que afetem dados pessoais de titulares relacionados à Companhia, o que também poderá afetar adversamente os resultados e

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

atividades da Companhia e causar impactos à sua reputação.

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, o que poderá afetar adversamente a situação financeira e os resultados da Companhia, bem como impactar negativamente sua imagem.

(f) Riscos Relacionados a Seus Clientes

A receita da Companhia advém exclusivamente da Petrobras.

A receita da Companhia advém da (i) venda da totalidade do petróleo e do gás produzido em seus ativos para a Petrobras, através de (a) contratos de compra e venda de petróleo, com preço calculado em dólares americanos com base no valor do Brent DTD e convertido para reais; (b) contratos de compra e venda de gás (*take or pay*), com preço em dólar convertido em reais e reajustado mensalmente de acordo com a fórmula prevista nos respectivos contratos; e (ii) enquanto estiver vigente, do contrato de produção celebrado com a Petrobras, conforme descrito no item 9.2. 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 contratos de compra e venda de gás e petróleo, a Companhia pode não conseguir, dentro de um prazo adequado ou em nenhuma hipótese, encontrar destinação para a produção ao petróleo e gás produzido em seus ativos. Caso a Companhia não seja capaz de manter a Petrobras como, 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 item 7.2 deste Formulário de Referência.

No Brasil, a Petrobras é a principal fornecedora de óleos básicos, a principal distribuidora 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, CVM e *Securities and Exchange Commission* (SEC), em conexão com denúncias de corrupção, que podem causar interrupções nas atividades da Petrobras. Uma eventual interrupção do nosso fornecimento à Petrobras, pode acarretar a interrupção de nossas vendas de petróleo e gás natural, e podemos não ser capazes de encontrar outro comprador ou de negociar em condições favoráveis. 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 habilidade em adquirir prospectos adicionais dependerá da capacidade da Companhia 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.

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 mundial de petróleo, ocasionando forte queda em seu preço, que sofreu uma redução de 35% na sua média em 2020 (US\$42/bbl) em comparação ao ano de 2019 (US\$64/bbl), de acordo com informações publicadas pela *U.S. Energy Information Administration*.

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. Além dos efeitos da COVID-19, 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.

Adicionalmente, a Companhia não consegue garantir que outros surtos regionais e/ou globais não acontecerão. Além disso, novas ondas da COVID-19 já começaram a surgir em algumas regiões e poderão se alastrar. A Companhia não pode prever o comportamento dos preços futuros de petróleo e gás natural. Eventual enfraquecimento da demanda global e outros fatores podem reduzir significativamente os preços das *commodities*, inclusive em virtude de novas ondas da COVID-19 no mundo. Alterações no preço do petróleo e do gás natural afetam diretamente a receita da Companhia.

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.

O setor de óleo e gás natural depende da existência de reservas e do crescimento da capacidade de produção em reservas conhecidas.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Como petróleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta, desenvolvimento e aquisição de outras reservas. Caso a Companhia não adquira ou desenvolva novas reservas, ou caso a Companhia não consiga aumentar o crescimento da capacidade de produção de reservas conhecidas, especialmente em campos maduros, 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 o petróleo e gás natural que ela produz. A Companhia e suas controladas adquiriram o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas nas áreas mencionadas no item 9.1, por meio da celebração de contratos de concessão com a ANP. Caso o Governo Federal venha a restringir ou impedir as concessionárias, incluindo a Companhia, de explorar e 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.

Término antecipado

Dentre as hipóteses de término antecipado dos contratos de concessão detidos pela Companhia podem-se citar: (i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo, e (ii) falência do concessionário.

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 dos contratos de concessão 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 item 9.1 e deste Formulário de Referência.

Não renovação da concessão

A duração total dos contratos de concessão é igual à soma do período decorrido desde a data de entrada em vigor do contrato de concessão até a declaração de comercialidade respectiva mais o período de 27 anos. A essa duração total se acrescentam automaticamente os períodos de extensão que venham a ser autorizados para as áreas de desenvolvimento de campos produtores.

No que se refere às concessões atreladas ao Polo Riacho da Forquilha, cuja concessionária é a controlada Potiguar E&P, os prazos de vencimento dos contratos são: (i) Vencimento em 2025: Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Janduí, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Pajeú, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Upanema e Varginha; (ii) Vencimento em 2029: Asa Branca; (iii) Vencimento em 2032: Acauã; (iv) Vencimento em 2033: Jaçanã; (v) Vencimento em 2034: Colibri, Pardal; (vi) Vencimento em 2036: Cardeal; (vii)

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Vencimento em 2037: Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Trinca Ferro; (viii) Vencimento em 2038: Patativa; (ix) Vencimento em 2040: Maçarico, Paturi, Sibite, Três Marias.

A Potiguar E&P solicitou prorrogação das concessões referentes aos campos de Baixa do Algodão, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Pajeú e Riacho da Forquilha, e está aguardando a aprovação do pleito pela ANP.

No caso da concessão referente aos Campos de Acajá-Burizinho, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo e Lagoa do Paulo Sul, cuja concessionária é Petrorecôncavo, o término do contrato está previsto para 2032.

No que se refere à concessão referente ao campo de Juriti, cuja concessionária é a Recôncavo E&P, o término do contrato está previsto para 2036.

A ANP não está obrigada a aprovar pedidos da Companhia para extensão de nenhum dos contratos de concessão aos quais ela é signatária, podendo rejeitá-los na sua integralidade ou exigir modificações no relatório técnico-econômico e nos investimentos a serem feitos.

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.

Eventual término dos contratos de concessão da Petrobras cujos campos são objeto do contrato de produção celebrado com a Companhia acarretará a rescisão do contrato de produção.

A Companhia foi contratada pela Petrobras para realizar a reabilitação, reativação, rejuvenescimento e exploração dos campos de Mata de São João (Complexo do Remanso), Complexo Cassarongongo, Sesmaria, Rio dos Ovos e Rio Subaúma. Eventual término ou rescisão antecipada dos contratos de concessão celebrados entre a Petrobras e a ANP referentes a tais campos ensejará a rescisão do contrato de produção celebrado entre a Petrobras e a Companhia, o que teria um efeito material adverso sobre os resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

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 ou permissão de cessão pelo concessionário, 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 a 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 de as 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 incorra em custos significativos para cumprir tais leis e regulamentos e outros custos, assim como proibir ou restringir severamente suas atividades em regiões ou áreas ambientalmente protegidas ou sensíveis.

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, o que pode afetar adversamente seus resultados.

Para o desenvolvimento e operação dos projetos da Companhia, é necessária a obtenção de licenças ambientais como: (i) Licença Prévia, que atesta a viabilidade ambiental de um determinado empreendimento, bem como a adequação da localidade escolhida para sua implantação; (ii) Licença de Instalação, que autoriza o início da implantação do projeto e das obras; e (iii) Licença de Operação, que permite a operação da atividade.

Como esse processo depende da aprovação dos órgãos ambientais, não conformidades com a legislação podem comprometer o regular andamento do processo de licenciamento ambiental, acarretando atraso na obtenção das licenças ou indeferimento dos pedidos de licenças, o que poderá gerar prejuízos decorrentes de alterações no fluxo de caixa e eventuais paralisações das atividades. Ademais, a qualquer momento do processo de licenciamento podem ser estabelecidas novas exigências pelo órgão ambiental, o que poderá inviabilizar economicamente os projetos.

Adicionalmente, as licenças e autorizações emitidas podem expirar e/ou não serem tempestivamente renovadas, comprometendo o prazo de implantação e/ou exploração dos ativos.

Caso haja descumprimento de condicionantes das licenças ambientais, a Companhia estará sujeita a responsabilização nas esferas criminal e administrativa, podendo haver imposição de sanções, como multas, apreensões, embargos e até mesmo a revogação e/ou suspensão da licença ambiental já obtida, além da obrigação de recuperar eventuais danos causados ao meio ambiente. Tais fatos podem 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, além de abalos à sua 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 na emissão, embargos de atividade ou cancelamento dessas licenças e/ou autorizações, por qualquer razão, inclusive por atuação 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 prejudiciais à capacidade da Companhia de concentrar capital em outros negócios.

A Companhia é responsável pelos custos associados à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área, isto é, a todos os custos relativos ao “descomissionamento” de instalações utilizadas para a produção

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

de reservas de petróleo e gás natural, especialmente porque sua estratégia se concentra na aquisição e desenvolvimento de campos maduros de hidrocarbonetos. O uso de recursos financeiros para atender os custos de descomissionamento pode prejudicar a capacidade da Companhia de concentrar capital em outros negócios. Além disso, a Companhia pode permanecer responsável por passivos oriundos de áreas em descomissionamento, 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 são difíceis de serem estimados podendo variar significativamente a depender da estratégia de desmobilização e de vários fatores externos à estratégia da Companhia. 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 de garantias relacionadas aos custos de descomissionamento. A ANP realizou, entre outubro e novembro de 2020, consulta e audiência pública sobre a resolução que irá regulamentar procedimentos para apresentação de garantias e instrumentos que assegurem o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural¹, além de indicar as garantias que podem ser aceitas pela ANP, tais como aporte progressivo, cartas de crédito (emitidas por bancos que possuem classificações mínimas de crédito), garantia corporativa, fundo de provisionamento, título executivo extrajudicial, 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 collateral*, o que pode levar a Companhia a se valer de outras formas de garantias aceitas pela ANP, conforme indicado acima.

Não obstante a minuta de resolução atualmente em discussão – a qual tem servido de base para as decisões recentemente tomadas pela ANP sobre o tema –, atualmente, não há diretrizes regulatórias formais relacionadas a esse assunto. Por tal razão, podem surgir incertezas com relação aos critérios adotados pela ANP ao avaliar se uma garantia proposta por uma concessionária é aceitável ou não.

A Companhia e suas subsidiárias atualmente são responsáveis por todos os custos de descomissionamento e abandono relativos a todos os poços localizados nos campos objeto das concessões da Companhia de acordo com sua participação em cada campo.

A Companhia não pode garantir que eventuais custos de descomissionamento de seus ativos (ou de ativos em processo de aquisição) não irão exceder as suas expectativas e não venham a causar um efeito material adverso no negócio e resultado da Companhia.

Os resultados operacionais da Companhia poderão ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira, por resultados desfavoráveis de contingências tributárias ou pela modificação, suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais.

As autoridades fiscais brasileiras implementam regularmente mudanças no regime tributário que podem nos afetar, eis que podem impactar o nosso negócio. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas vigentes, postergações de datas de vencimento de tributos e, ocasionalmente, a criação de impostos temporários e permanentes. Algumas dessas mudanças podem aumentar, direta ou indiretamente, nossa carga tributária, o que pode restringir nossa capacidade de fazer negócios e, portanto, impactar de maneira material e adversa nossos negócios e resultados operacionais.

¹ Trata-se da Consulta Pública nº 10/2020, encerrada em 30/10/2020. A audiência pública para discutir a matéria foi realizada no dia 24/11/2020 e a ANP está analisando as contribuições recebidas.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Ademais, certas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretações controversas pelas autoridades fiscais. No caso de as autoridades fiscais interpretarem as leis tributárias de maneira inconsistente com nossas interpretações, poderemos ser adversamente afetados, inclusive pelo pagamento integral dos tributos devidos, acrescidos de encargos e penalidades.

Além disso, a pandemia do novo Coronavírus (COVID-19) e a decretação do estado de calamidade pública podem resultar em impactos socioeconômicos de longo alcance, incluindo uma possível queda da arrecadação no país e uma elevação da demanda por gastos públicos em setores fundamentais. Nesse cenário, os Governos Federal, Estadual e Municipal poderão promover alterações legislativas para impor, ainda que temporariamente, tratamento tributário mais oneroso às atividades da Companhia. Tais medidas poderão afetar adversamente seus negócios e resultados operacionais. Não é possível prever a amplitude e natureza dessas possíveis alterações tributárias.

A título exemplificativo, existem discussões recentes sobre a possível instituição de novos tributos, tais como o empréstimo compulsório, o imposto sobre grandes fortunas e uma contribuição sobre transações financeiras, bem como foram retomadas discussões sobre a revogação da isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos.

Ainda, atualmente existem no congresso brasileiro propostas para a implementação de uma reforma tributária. Entre as propostas em discussão, existe a possibilidade de uma mudança completa no sistema de tributação ao consumo, que extinguiria três tributos federais - IPI, PIS e COFINS, o ICMS, que é estadual, e o ISS, municipal, para a criação de um único novo Imposto sobre Operações com Bens e Serviços (IBS) que incidiria sobre o consumo. Ademais, recentemente, o Governo Federal apresentou nova proposta de reforma tributária para criação da Contribuição Social sobre Operações com Bens e Serviços (CBS), em substituição às contribuições do PIS e da COFINS, que determina um regime diferenciado para o setor de combustíveis. Caso haja uma reforma tributária ou quaisquer mudanças na legislação e regulamentação aplicáveis, principalmente que alterem os tributos aplicáveis ou incentivos fiscais/regimes especiais a nós durante ou após seus prazos de vigência, poderá prejudicar direta ou indiretamente os nossos negócios e resultados.

Nós estamos sujeitos a fiscalizações pelas autoridades fiscais nas esferas federal, estadual e municipal. Como resultado de tais fiscalizações, as posições fiscais da Companhia podem ser questionadas pelas autoridades fiscais. A Companhia não pode garantir que constituirá ou manterá os provisionamentos para tais processos, nem que os provisionamentos existentes serão corretos, ou que não haverá identificação de exposição fiscal adicional, e que não será necessária constituição de reservas fiscais adicionais para qualquer exposição fiscal. Qualquer aumento no montante da tributação como resultado das contestações às posições fiscais da Companhia pode afetar adversamente os seus negócios, os seus resultados operacionais e a sua condição financeira.

As autoridades fiscais brasileiras intensificaram, recentemente, o número de fiscalizações. Existem diversas questões fiscais objeto de preocupação das autoridades brasileiras e com relação às quais as autoridades brasileiras regularmente fiscalizam as empresas, incluindo controle de estoque, despesas de amortização de ágio, reestruturação societária e planejamento tributário, entre outros. Quaisquer processos judiciais e administrativos relacionados a assuntos fiscais perante os tribunais, incluindo o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais ("CARF") e tribunais administrativos estaduais e municipais, podem afetar negativamente a Companhia.

Além disso, os nossos resultados poderão ser adversamente impactados por modificações nas práticas contábeis adotadas no Brasil, bem como nas normas internacionais de relatório financeiro.

As práticas contábeis adotadas no Brasil são emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e as normas internacionais de relatório financeiro ("IFRS") são emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB"). O CPC e o IASB possuem calendários para aprovação de pronunciamentos contábeis e IFRS, os quais poderão sofrer alterações a qualquer momento e sobre os quais não possuímos qualquer ingerência. Assim, não conseguimos prever quais e quando serão aprovados novos pronunciamentos contábeis ou novas IFRS que possam

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

de alguma forma impactar as futuras demonstrações financeiras por nós elaboradas. Portanto, existe o risco de que as nossas futuras demonstrações financeiras sejam alteradas em razão de novos pronunciamentos contábeis previstos pelo CPC e normatizados pela CVM, bem como do IFRS emitidos pelo IASB, o que poderá afetar as demonstrações financeiras por nós elaboradas.

(i) Riscos Relacionados aos Países Estrangeiros onde a Companhia Atue

Não aplicável, visto que a Companhia não atua em países estrangeiros.

(j) Riscos Relacionados a Questões Socioambientais

As atividades da Companhia estão sujeitas à regulamentação socioambiental, 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 socioambiental.

As atividades da Companhia estão sujeitas à legislação federal, estadual e municipal, as quais poderão se tornar mais restritivas. O não cumprimento de tais leis e regulamentos pode sujeitar o infrator a sanções administrativas, cíveis e criminais. Adicionalmente, a Companhia poderá estar sujeita à 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 suas atividades. Por estar sujeita à responsabilidade de natureza ambiental, o pagamento de sanções ou obrigações pela Companhia poderá significar uma redução dos fundos disponíveis à Companhia ou poderia representar um efeito adverso significativo sobre seu negócio. Caso não seja possível evitar ou reparar danos ambientais, a Companhia poderá ser obrigada a pagar indenizações correspondentes a tais danos, ou mesmo a suspender suas operações. Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, em caso de ausência de recursos financeiros para assegurar eventual recuperação ambiental ou indenização de natureza ambiental, poderá ocorrer desconsideração da personalidade jurídica da Companhia, de modo a permitir que a dívida alcance o patrimônio de integrantes do seu quadro social. O descumprimento de regulamentações sócioambientais pela Companhia pode causar impacto adverso em seus negócios, na sua reputação, no resultado de suas operações ou na sua condição financeira.

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 criminal 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 (i.e., civil, administrativa ou criminal) não isenta, necessariamente, o agente de responsabilidade nas demais, na medida em que são independentes. 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 relativas a *compliance* ambiental, ter atrasos nos projetos ou dificuldade em obter todas as licenças e autorizações necessárias para a implantação de estruturas e/ou o desempenho de suas atividades.

Ademais, atrasos ou indeferimentos de licenças ou autorizações, bem como de pedidos de renovação, pelos órgãos ambientais licenciadores poderão afetar os resultados operacionais da Companhia de forma negativa.

Caso a Companhia ou suas controladas falhem em cumprir a legislação ambiental pertinente às suas atividades, poderão estar sujeitas à aplicação de multas, embargo de obras e atividades

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

cancelamento de licenças e à revogação de autorizações, bem como outras restrições, gerando impacto adverso sobre suas situações financeira e reputacional.

A legislação brasileira estabelece que poderá ser responsabilizado na esfera cível de forma objetiva aquele que direta ou indiretamente cause degradação ambiental ou aquele que se beneficie ou desenvolva a atividade causadora da degradação, impondo o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente 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 de terceiros ou em áreas vizinhas às suas atividades e 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 para a reparação ou indenização de danos causados ao meio ambiente ou a terceiros. Nesse sentido, diretores, administradores, gerentes, acionistas, entre outros podem, juntamente com a pessoa jurídica, 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 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. Convenções internacionais 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 Federal nº 6.938/81). A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de recuperação 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 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 ou se beneficiaram da atividade causadora do dano, incluindo fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os resultados e as atividades da Companhia. Portanto, a contratação de terceiros para prestação de quaisquer serviços relacionados aos nossos empreendimentos, atividades e consórcios não exige a Companhia de ser responsabilizada por eventuais danos ambientais causados pelos contratados. Caso a Companhia seja responsabilizada por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados ou fornecedores, poderá haver prejuízo financeiro que afete adversamente seus resultados. Em todos os casos, poderá haver desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação ou indenização de danos causados ao meio ambiente ou a terceiros. Nesse sentido, administradores, gerentes,

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

diretores, acionistas, entre outros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

Decisões desfavoráveis em inquéritos, autos de infração e processos administrativos ou ações judiciais de natureza ambiental podem causar efeitos adversos para a Companhia

A Companhia é ré em processos e procedimentos administrativos e ações judiciais e poderá ser, no futuro, assim como seus administradores, ré em novos processos e procedimentos administrativos e ações judiciais 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 administrativas e/ou judiciais ou mesmo impossibilitar a continuidade de determinado projeto.

A Companhia não pode garantir que as decisões destes processos lhe serão favoráveis, ou, ainda, que constituirá ou 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 substanciais e não tenham provisionamento adequado podem causar um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia. Para mais informações, ver itens 4.3 a 4.7 deste Formulário de Referência.

(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.

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 mundial de petróleo, ocasionando queda sem precedentes históricos em seu preço, de até 80,2% em 31 de dezembro de 2020 em comparação ao preço em 31 de dezembro de 2019, de acordo com informações publicadas pela Platt's Oilgram Price Report.

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.

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 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

ser afetadas negativamente. Períodos 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 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, bem como intervenções governamentais, ou, ainda, ações para mitigar os efeitos da COVID-19, 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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, o que, associado aos efeitos desestabilizadores da pandemia do COVID-19 aumentou a incerteza política e a instabilidade no Brasil, principalmente após a saída de ministros federais e denúncias de corrupção contra o Presidente Bolsonaro.

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, 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, conseqüentemente, 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

dos Estados Unidos, China e países da União Europeia, de países da América Latina e outros de economia emergente. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países, inclusive efeitos da COVID-19, 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 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 o movimento de saída do Reino Unido da União Europeia (“Brexit”), em processo de implementação entre as partes, 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 pode 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 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

- 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 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 norte-americano 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 item 4.2 deste Formulário de Referência.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

4.2 – Descrição dos principais riscos de mercado

Risco de taxa de câmbio

Este risco está atrelado à possibilidade de alteração nas taxas de câmbio, afetando a despesa (ou receita) e o saldo passivo (ou ativo) de contratos que tenham como indexador uma moeda estrangeira.

A Companhia efetua algumas transações em moeda estrangeira, o que gera exposição às variações nas taxas de câmbio.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 96%, e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 88% (2018, 89%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de suas controladas estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento, dado que se referiam à venda de óleo que está atrelada ao preço do Brent, que por sua vez é cotada em dólares norte-americanos. Já a maior parte dos custos da Companhia estava denominada em reais. Além disso, a controlada da Companhia localizada nos Estados Unidos da América, Reconcavo America LLC, possui alguns ativos financeiros em dólar norte-americano (depósitos bancários e aplicações financeiras), os quais são convertidos para Reais na data do balanço. A Controlada Potiguar E&P assinou em 25 de abril de 2019 empréstimo em dólares norte-americanos com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019, momento em que o montante do empréstimo foi disponibilizado. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000 mil, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o desembolsado até 31 de dezembro de 2019 foi de US\$195.428 mil, o equivalente a R\$807.160 mil.

Atualmente a Companhia não está coberta contra variações na taxa de câmbio.

Análise de sensibilidade - moeda estrangeira

Consolidado						
Em 31/12/2020 – Saldos	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Caixa e equivalentes de caixa	Baixa do US\$	5,445	7.900	8.277	6.208	4.139
Efeito no resultado				<u>(377)</u>	<u>(1.692)</u>	<u>(3.761)</u>
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,445	891.307	933.921	1.114.134	1.336.961
Efeito no resultado				<u>42.614</u>	<u>222.827</u>	<u>445.654</u>

- (a) A taxa de conversão (R\$5,445 para US\$1,00) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável, foi obtida no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do dólar estimada para 31 de dezembro de 2021. Em 31 de dezembro de 2020, a taxa era de R\$5,1967.
- (b) O cenário A considera uma desvalorização do Dólar norte-americano em 25% sobre o Real e o cenário B uma desvalorização de 50% sobre o dólar efetivo de 31 de dezembro de 2020.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

Risco de taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta das flutuações nas taxas de juros que são aplicadas a seus ativos (aplicações) ou passivos (empréstimos) no mercado.

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação do CDI, bem como possui contratos de mútuo expostos a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação da Libor.

No lado do passivo, os juros são reconhecidos a um spread de 6,3% mais LIBOR.

Análise de sensibilidade - taxas de juros

Na data de encerramento do período, a Administração estimou um cenário provável de variação das taxas DI com base em taxas implícitas nas cotações de fechamento do contrato de DI futuro referente a dezembro de 2020.

Para a LIBOR, foi utilizada a última divulgação feita pela ICE, em 02 de fevereiro de 2021.

Além do cenário provável, a Companhia apresentou mais dois cenários com deterioração de 25% e 50% da variável do risco considerado.

	Risco	Taxa (a)	Consolidado		
			Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>					
Aplicação financeira	Baixa do CDI	3,19%	660	495	330
Efeito no resultado			<u>267</u>	<u>102</u>	<u>(63)</u>
<u>Passivo</u>					
Empréstimos e financiamentos	Alta da Libor	6,49%	52.383	65.706	78.847
Efeito no resultado			<u>5.683</u>	<u>(7.639)</u>	<u>(20.781)</u>

- (a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas do B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e da ICE e referem-se às taxas estimada para 2021.
- (b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre o efeito do CDI e da Libor em 31 de dezembro de 2020.

Risco dos preços das commodities

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 96% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo *Brent*, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 87% (2018, 89%) das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo *Brent*, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 3% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço de venda do gás natural commodity no Estado da Bahia, mais especificamente, ao preço de venda do gás natural commodity de uso industrial pela Petrobras para a distribuidora legal, Bahiagás.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 9% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço de venda do gás natural commodity no Estado da Bahia, mais especificamente, ao preço de venda do gás natural commodity de uso industrial pela Petrobras para a distribuidora legal, Bahiagás (2018, 6%).

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

Análise de sensibilidade - preços das *commodities*

	Risco redução do preço do:	Preço (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Receita operacional bruta - Óleo	<i>Brent</i>	269,19	823.748	617.811	411.874
Receita operacional bruta - Gás	Gás natural	903,79	16.464	12.348	8.232
Instrumentos financeiros - Hedge			109.663	237.483	365.302
Total			<u>949.875</u>	<u>867.642</u>	<u>785.408</u>

- (a) Os preços das *commodities* utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável, em Dólar norte-americano, foram obtidas na agência de precificação de *commodities* S&P Global Platts e da Bahiagás e convertidas a Real pela cotação do período mais recente disponível.
- (b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre o preço do Brent e do gás natural demonstrados no cenário provável.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto no final do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de hedge. Os contratos a termo de *commodity* estão apresentados na rubrica "Instrumentos financeiros derivativos" no balanço patrimonial:

Hedges de fluxo de caixa

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/12/2020	Quantidade 31/12/2020	Valor justo dos instrumentos de "hedge" 31/12/2020
	<i>US\$/barril</i>	<i>Em barris</i>	<i>R\$mil</i>
Menos de 3 meses	59,31	497.600	22.304
De 3 a 6 meses	58,86	504.240	17.300
De 6 a 12 meses	58,03	1.069.910	40.902
De 1 a 2 anos	54,66	1.943.477	48.998
De 2 a 3 anos	47,62	1.075.100	(10.308)
Total		5.090.327	119.196

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

4.3 – Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Até a data de protocolo do presente Formulário de Referência, a Companhia possui 1 (um) processo judicial não sigiloso e relevante, de natureza cível, conforme descrito abaixo.

Além desse, vale destacar que a Companhia figura no polo passivo em 27 (vinte e sete) processos tributários no qual as autoridades fiscais estaduais demandam débitos de ICMS em decorrência da importação de bens realizadas pela Companhia. O valor envolvido nesses processos é de aprox. R\$ 8,5 milhões sendo que o prognóstico de perda dessas demandas é classificado como "Remoto".

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas são partes em processos judiciais e administrativos de natureza tributária, cível, trabalhista e regulatória, dentre processos com chance de perda provável, possível e remota, que não são considerados relevantes. Nossas provisões são registradas conforme os regramentos contábeis, com base na análise individual de cada processo por nossos advogados internos e externos, sendo constituídas provisões para processos avaliados por nossos consultores jurídicos (internos e externos) como processos com chance de perda provável.

Atualmente, a Companhia figura no polo passivo em 5 (cinco) processos de natureza cível, sendo (i) 4 (quatro) deles com chance de perda possível, cuja soma dos valores dos pedidos perfaz R\$ 1.700.000,00 (um milhão e setecentos mil reais) e a soma do valor estimado perfaz R\$ 1.365.000,00 (um milhão, trezentos e sessenta e cinco mil reais), e (ii) 1 (um) deles com chance de perda remota, cujo valor dos pedidos é de R\$ 10.000,00 (dez mil reais).

Ainda, a Companhia figura no polo ativo em outros 5 (cinco) processos de natureza cível, sendo (i) 1 (um) deles com chance de êxito provável, cujo valor dos pedidos é de R\$ 1.000,00 (mil reais), (ii) 1 (um) deles com chance de êxito possível, cujos pedidos não possuem valor pecuniário, e (iii) 3 (três) deles com chance de êxito remota, cuja soma dos valores dos pedidos perfaz R\$ 130.000,00 (cento e trinta mil reais). Há, ainda, uma ação de natureza cível ajuizada pela Companhia cujo objetivo é obter a anulação de multa aplicada pela ANP, no valor de R\$200.000,00.

Além disso, há (i) 5 (cinco) autos de infração autuados pela ANP em desfavor da Companhia e/ou suas subsidiárias, com o potencial de aplicação de multas entre R\$ 530.000,00 (quinhentos e trinta mil reais) e R\$ 10.600.000,00 (dez milhões e seiscentos mil reais); e (ii) 2 (duas) Ações de Fiscalização instauradas para averiguar a ocorrência de incêndios, sendo uma referente a uma ocorrência no tanque de uma estação coletora da Recôncavo E&P, e outra referente a uma ocorrência no Campo Upanema, da Potiguar E&P, o qual teria resultado em ferimentos a alguns colaboradores. Para os fins deste item, foram considerados individualmente processos em que nós e nossas controladas figuramos como parte e que (i) possam vir a impactar de forma significativa o nosso patrimônio ou negócios ou (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente a nossa imagem.

Processos Cíveis

Processo: 0804113-41.2019.4.05.8400 – Ação Popular	
a. Juízo	10ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio Grande do Norte (Mossoró/RN)
b. Instância	Primeira Instância
c. Data de instauração	03/05/2019
d. Partes no processo	Pedro Lúcio Gois e Silva, União Federal, Petrobras e Petrorecôncavo S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos (R\$ mil)	Em função de se buscar a suspensão ou a anulação da cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção dos Campos do Polo Riacho da Forquilha, o valor do litígio deve ser o da aquisição (USD 384.000.000,00, equivalente a R\$ 1.995.302.400,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020) ou o valor total já despendido até então USD 322.560.000,00 (equivalente a R\$ 1.676.054.016,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020).

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

f. Principais fatos	<p>O autor ajuizou Ação Popular objetivando, em sede de antecipação dos efeitos da tutela, suspender a cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção dos Campos do Polo Riacho da Forquilha da Petrobras para a Petrorecôncavo. Em síntese o autor fundamenta seu pedido com os seguintes argumentos: (i) inconstitucionalidade do Decreto Federal nº 9.355/2018; (ii) nulidade e ilegalidades no procedimento que resultou na escolha da Petrorecôncavo; (iii) violação aos princípios de publicidade e transparência na desclassificação da 3R Petroleum, primeira colocada no procedimento competitivo. Em 24/07/2019, foi indeferido o pedido de antecipação dos efeitos da tutela formulado. Em 23/03/2020, foi proferido despacho suspendendo o feito até o julgamento da ADI 5942 pelo Supremo Tribunal Federal em razão de o julgamento da ação popular depender da definição da constitucionalidade do Decreto Federal nº 9355/2018, a qual é questionada na inicial.</p> <p>O STF, por maioria, julgou improcedente o pedido formulado na ADI 5942 na Sessão Virtual de 2.10.2020 a 9.10.2020.</p> <p>Em 19/11/2020, foi proferida sentença nos autos da Ação Popular, julgando improcedente a ação e reconhecendo (i) a constitucionalidade do Decreto Federal nº 9.355/2018; (ii) a inexistência de nulidade no processo de cessão pela Petrobras ou de preterição na escolha da 3R Petroleum; (iii) não teriam sido demonstrados a ilegalidade, o dano ao erário ou a violação aos princípios da moralidade ou da impessoalidade, de forma que o ato administrativo não teria de ser anulado.</p> <p>Em 14/12/2020, foi interposto recurso de apelação pelo autor.</p> <p>Em 12/02/2021, foram apresentadas as contrarrazões à apelação.</p>
g. Chance de perda (provável, possível ou remota)	Remota
h. Impacto em caso de perda do processo	Anulação da cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção dos Campos do Polo Riacho da Forquilha.

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 valores provisionados em relação ao processo descrito 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 aplicável.

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.

4.5 - Processos Sigilosos Relevantes

4.5 – Processos sigilosos relevantes

Processo: Procedimento Arbitral	
Natureza/Objeto	Trata-se de arbitragem de natureza cível relacionada à execução de contrato existente entre as partes, envolvendo alegados descumprimentos de parte a parte, bem como a abrangência e a forma de cumprimento das obrigações estipuladas.
Valores, bens ou direitos envolvidos (R\$ mil)	No termo de Arbitragem, o valor dos pleitos da Petrorecôncavo foi estimado em USD 114.000.000,00 (equivalente a R\$ 592.355.400,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020), e o valor dos pleitos da Contraparte foi estimado em USD 50.000.000,00 (equivalente a R\$ 259.805.000,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020). Já foi proferida sentença parcial, julgando improcedentes todos os pedidos formulados por ambas as partes, à exceção de um pedido ainda ilíquido formulado pela Petrorecôncavo.
Impacto em caso de perda do processo	Eventual condenação ao pagamento de verbas sucumbenciais.

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

4.6 – Processos repetitivos ou conexos

Não aplicável.

4.7 - Outras Contingências Relevantes

4.7 – Outras contingências relevantes

A Companhia celebrou Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta com a 2ª Promotoria de Justiça da Comarca de Catu, Bahia, com a finalidade de respeitar os níveis de ruídos dispostos nas Leis Municipais n. 249/2008 e 251/2008, e se comprometeu a partir da assinatura do referido termo a cessar suas atividades causadoras de emissão de sons e ruídos na Estação GOMO, acima dos níveis toleráveis ao bom convívio e a saúde da vizinhança e previstos em lei, bem como se comprometeu a regularizar a situação de outras estações de petróleo, onde funcionam bombas alternativas de transferência de fluido, e a monitorar periodicamente as estações supracitadas, de forma a garantir que as mesmas operem dentro do limites máximos de emissão de sons previstos nas leis municipais supracitadas, devendo elaborar relatórios de monitoramento e encaminhar aos órgãos competentes, sempre que demandados pelo órgão municipal de fiscalização ambiental ou pelo Ministério Público. A Companhia está cumprindo a obrigação pactuada. Eventual descumprimento do Termo de Compromisso pode sujeitar a Companhia a multa de até R\$5.000,00 (cinco mil reais) por cada infração cometida, sem prejuízo das penalidades previstas na legislação aplicável.

A Companhia celebrou Termo de Ajuste de Conduta com o Ministério Público de Trabalho com o objetivo de fixar obrigações de fazer e não fazer, bem como a fixação de *astreintes* em caso de descumprimento, cujas obrigações assumidas são: (i) a contratação de pessoas com deficiência ou beneficiários reabilitados em número suficiente para atingir a cota prevista na Lei 8.213/91; (ii) a manutenção da quantidade de pessoas com deficiência ou reabilitados pelo INSS, de modo que não fique aquém do percentual fixado na Lei 8.213/91; e (iii) dispensa de empregado integrante da cota legal somente após a contratação de substituto. Enquanto não cumpridas as obrigações anteriores, a Companhia se compromete a realizar cursos semestrais de capacitação de pessoas com deficiência para o mercado de trabalho, providenciar os suportes individualizados que atendam as necessidades específicas para a realização do trabalho, disponibilizando os recursos de tecnologia assistiva, garantir que a divulgação de vagas e seleção para contratações de pessoas com deficiência ou reabilitados sejam acessíveis a todos os tipos de deficiência assegurando que ocorram em variadas funções e setores, a fim de evitar a segregação de pessoas com deficiência ou reabilitados em uma única área ou setor. Em caso de descumprimento das obrigações previstas no TAC, será imposta multa no valor de R\$5.000,00 por obrigação descumprida e por empregado que deixar de ser contratado ou for dispensado sem a contratação de substituto. A Companhia está cumprindo a obrigação pactuada com a realização de diversas adequações às suas instalações para atender às necessidades específicas para a realização do trabalho e, com relação aos cursos semestrais de capacitação de pessoas com deficiência para o mercado de trabalho, já celebrou contrato com o SESI para a auxiliar em todas as etapas relacionadas ao tema, desde a realização dos cursos de capacitação, que ainda não foram realizados em razão da pandemia da COVID-19, até a efetiva mudança na cultura da empresa e de seus empregados.

A Sra. Camille Loyo Faria, membro independente do Conselho de Administração, atualmente é ré no Processo Administrativo Sancionador CVM SEI nº 19957.004559/2020-90, instaurado para apurar o suposto atraso na divulgação de Fato Relevante, acerca da negociação da venda da totalidade de participação indireta da Oi S.A. – Em Recuperação Judicial na PT Ventures SGPS S.A. no âmbito da arbitragem iniciada pela PT Ventures na CCI contra os demais acionistas da Unitel.

Em 27 de novembro de 2020, foi apresentada defesa. Em 12 de janeiro de 2021, foi apresentada proposta de termo de compromisso na qual a Sra. Camille Loyo Faria se obriga a pagar à CVM o montante individual de R\$200.000,00. Atualmente aguarda-se a apreciação da proposta pela Procuradoria Federal Especializada e pelo Comitê de Termo de Compromisso da CVM.

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.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

5.1 – Política de gerenciamento de riscos

(a) Política Formalizada de Gerenciamento de Riscos

A Companhia adota uma Política de Gerenciamento de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterada em reunião de 1º de abril de 2021.

(b) Objetivos e Estratégias da Política de Gerenciamento de Riscos

A política tem por objetivo estabelecer princípios, diretrizes e responsabilidades a serem observados no processo de gestão dos riscos da Companhia, de forma a possibilitar a adequada identificação, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação à administração em tempo adequado para tomada de decisões, minimizando seu impacto através de seus controles internos e adequada governança de riscos.

(i) Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para os riscos descritos abaixo:

Riscos de Capital Humano: relacionados à gestão de pessoas da Companhia, abrangendo as relações com empregados e terceiros que prestem serviços à Companhia.

Riscos de Compliance e Regulatórios: relacionados ao cumprimento de normas e legislação, considerando leis aplicáveis ao setor de negócios da Companhia e outras legislações. Dentre eles, podemos citar: atividades executadas em desacordo com políticas, normas e procedimentos da Companhia, falha no monitoramento de alteração/criação de leis e regulamentações, sanções/multas devido à transmissão de informações incorretas para órgãos regulatórios, fraude por substituição ou inclusão de pagamentos e/ou despesas pessoais, dentre outros.

Risco de Conformidade: decorre de questionamentos jurídicos referentes às transações da organização, que podem gerar perdas ou contingências não previstas quando da realização de alguma transação comercial, como documentação das transações incorretas, descumprimento da legislação vigente, novas leis, decisões judiciais, análise de processos e defesas inadequadas, dentre outros.

Riscos de Continuidade do Negócio: são os riscos que podem surgir com a falha na identificação e Gerenciamento de Riscos, com o *Cross-default* ou vencimentos antecipados por descumprimento de cláusulas, ações de marketing, demanda de mercado, participação de mercado, relacionamento com cliente, por admissões em desacordo com o perfil do negócio, em razão de manifestações coletivas (greves/paralisações), dentre outros.

Risco Estratégico: são aqueles associados ao alcance dos objetivos pretendidos conforme a estratégia definida pela companhia, sendo avaliados no desenvolvimento do planejamento estratégico da organização, como por exemplo, o desenvolvimento de competências tecnológicas para aumentar o desempenho do negócio.

Risco Financeiro: estão relacionados com a gestão e controles eficazes dos meios financeiros da organização e com os efeitos de fatores externos como, por exemplo, disponibilidade de crédito, taxas de câmbio, movimentos das taxas de juro, commodities, ações, derivativos, de liquidez, de hedge, de inadimplência e outros. Os Riscos Financeiros são compostos por:

- **Mercado:** decorre da possibilidade de perdas que podem ser ocasionadas por mudanças no comportamento das taxas de juros, do câmbio, dos preços das ações e dos preços de commodities;
- **Crédito:** definido como a possibilidade de perda resultante da incerteza quanto ao recebimento de valores pactuados com tomadores de empréstimos, contrapartes de contratos ou emissões de títulos;

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

- **Liquidez:** possibilidade de perda decorrente da incapacidade de realizar uma transação em tempo razoável e sem perda significativa de valor ou a possibilidade de falta de recursos para honrar os compromissos assumidos em função do descasamento entre os ativos e passivos.

Risco Mercadológico: está associado a riscos externos à vontade da Companhia, que não dependem de como ela se organiza internamente e de como implementa as ações para evitar tais riscos, como oscilação dos preços de petróleo e seus derivados, condições de mercado (níveis de oferta e demanda), condições econômicas e de mercados internacionais, dentre outros.

Risco Operacional: é a possibilidade de perda resultante de processos internos, pessoas e sistemas inadequados ou falhos, ou de eventos externos, tais como falhas de equipamentos, de má administração e funcionários desqualificados, de obsolescência de equipamentos, de erro não intencional, de fraude, de produtos e serviço, sistêmico, de concentração (operacional), de imagem, de catástrofe.

Risco de Segurança da Informação: está associado a perda ou compartilhamento de dados de clientes e da Companhia como roubo de dados, compartilhamento indevido de dados, espionagem industrial, *phishing*, quebra de senha, *ransomware*, entre outros.

Riscos de Sustentabilidade: Riscos relacionados a questões ambientais e à ação da natureza, como a contaminação de água e solo, vazamentos, explosões, liberações de gases inflamáveis e/ou explosivos, incêndios, vazamentos de insumos tóxicos, entre outros.

(ii) Instrumentos utilizados para proteção

Os riscos são avaliados conforme metodologia definida pela Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos da Companhia. Uma vez avaliados, os riscos são catalogados e classificação de acordo com seu impacto e grau de maturidade dos controles. Os riscos recebem classificação de grau baixo, médio ou alto.

Durante todas as etapas do processo de gerenciamento de riscos a comunicação deve atingir todas as partes interessadas, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado. Informações relevantes devem ser identificadas e coletadas, abrangendo dados produzidos internamente, informações sobre eventos, atividades e condições externas, que possibilitem o gerenciamento de riscos e a tomada de decisão. A sua comunicação deve ser tempestiva e fluir em todos os sentidos.

Nesse sentido, a Companhia possui uma Ouvidoria em que denúncias podem ser realizadas de forma confidencial e anônima. De modo a garantir que as denúncias sejam realizadas, a Companhia proíbe e não tolera qualquer retaliação ou ameaça de ação de retaliação contra qualquer pessoa que relate uma possível violação à lei, regulamento ou política da PetroRecôncavo.

Adicionalmente, todo processo de gerenciamento de riscos é monitorado, avaliando-se a presença e o funcionamento de seus componentes ao longo do tempo. Essa tarefa deve ser realizada mediante atividades contínuas de monitoramento e avaliações independentes, cujo alcance e a frequência sejam definidos pela Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos. As deficiências no gerenciamento de riscos identificadas deverão ser relatadas ao Comitê de Auditoria. As atividades contínuas de monitoramento devem ser realizadas pelos gestores e pela Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos e as avaliações independentes pela Área de Auditoria Interna, conforme responsabilidades dispostas abaixo.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

Em 2018, realizamos uma avaliação criteriosa de nossa infraestrutura para a identificação de vulnerabilidades e em decorrência dessa avaliação implantamos novas funcionalidades ou melhorias em sistemas existentes, incluindo novos servidores em alta disponibilidade, firewalls, ferramentas de detecção de malware, antivírus, webfiltering, segmentação de rede, sistema de backup, monitoramento e gestão ativa de nossas redes e banco de dados, além de implantação de sistema de simulação e treinamento para prevenção de “phishing”. Nosso controle de acesso visa garantir que as permissões de acesso a informações confidenciais sejam devidamente autorizadas pelo RH, diretoria de TI, além do gestor da área responsável pelos dados.

A Companhia contratou empresa e escritório de advocacia para fornecerem serviços especializados em segurança da informação para viabilizar a implantação de programa de privacidade e segurança da informação baseado na Lei 13.709/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados) que contemplará, dentre outros, a instituição de um comitê de segurança da informação e privacidade, que tratará os assuntos relacionados ao tema de proteção de dados, privacidade e segurança da informação dentro da Companhia.

(iii) Estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura do gerenciamento de riscos envolve todas as áreas da Companhia e deve seguir os princípios éticos, valores e cultura da Companhia.

A Companhia entende que para alcançar os seus objetivos está exposta a inúmeros riscos, que devem ser gerenciados por cada área, a comando do seu respectivo líder.

Conselho de Administração: (a) definir a estratégia da Companhia para atendimento de seus objetivos de negócio; (b) definir e revisar periodicamente o apetite a risco na condução dos negócios da Companhia; (c) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Alto”; (d) aprovar a Política de Gerenciamento de Riscos, assim como suas revisões; (e) aprovar os relatórios de controles internos, compliance e risco corporativo; (f) supervisionar, com suporte dos comitês estatutários, a efetividade da estrutura e do processo de Gerenciamento de Riscos; (g) avaliar, ao menos anualmente, se a estrutura e orçamento da Área de Auditoria Interna são suficientes ao desempenho de suas funções; e (h) assegurar autonomia operacional ao Comitê de Auditoria, aprovando orçamento próprio destinado a cobrir despesas com seu funcionamento.

Comitê de Auditoria Estatutário: (a) avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras; (b) acompanhar as atividades da Área de Auditoria Interna e da Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos; (c) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia; (d) avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia (“Política de Transações com Partes Relacionadas”); (e) possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação; (f) monitorar a qualidade e integridade dos mecanismos de controles internos, Gerenciamento de Riscos e *compliance*; (g) avaliar e discutir o plano anual de trabalho dos auditores independentes e encaminhá-lo para a apreciação do Conselho de Administração; (h) acompanhar e supervisionar as atividades de controles internos, de auditoria interna e de elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, inclusive propondo ao Conselho de Administração a necessidade de revisão da Política de Gerenciamento de Riscos; (i) monitorar a qualidade e a integridade: (1) dos mecanismos de controles internos, (2) das informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras da Companhia e (3) das informações e mediações divulgadas com base em dados contábeis ajustados e em dados não contábeis que acrescentem elementos não previstos na estrutura dos relatórios usuais das demonstrações financeiras; (j) avaliar, ao menos anualmente, se a estrutura e orçamento da Área de Auditoria são suficientes ao desempenho de suas funções; e (k) reportar as atividades reportadas pela Área de Auditoria Interna ao Conselho de Administração.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

Diretoria: (a) identificar Riscos preventivamente e fazer sua necessária gestão, avaliando a probabilidade de ocorrência e adotando medidas para sua prevenção e minimização; (b) propor a aceitação dos Riscos classificados como “Médio” ao Diretor Presidente; (c) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Baixo”; (d) implementar controles internos incluindo políticas, normas e limites de alçada; (e) validar os Riscos inerentes à operação da Companhia levando em consideração sua relevância e sua probabilidade de ocorrência; (f) contribuir para elaboração do relatório de Riscos; (g) comunicar, no menor prazo possível, a Área de Auditoria Interna sobre Riscos não identificados, sejam eles novos ou não; e (h) estabelecer os planos de ação e assegurar a implementação dos mesmos.

Diretor Presidente: (a) implementar as estratégias e diretrizes da Companhia aprovadas pelo Conselho de Administração; (b) respeitar as diretrizes de governança corporativa e políticas, assim como monitorar sua observância em toda a Companhia; (c) identificar Riscos preventivamente e fazer sua necessária gestão, avaliando a probabilidade de ocorrência e adotando medidas para sua prevenção e minimização; (d) propor ao Conselho de Administração o nível de Apetite e Tolerância a Risco da Companhia; (e) propor a aceitação dos Riscos classificados como “Alto” ao Conselho de Administração; (f) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Médio”; (g) propor e implementar sistema de controles internos incluindo políticas e limites de alçada, alinhado ao nível de Apetite e Tolerância a Risco; (h) propor indicadores de sustentabilidade de suas operações, considerando fatores ambientais e sociais na execução de suas atividades; (i) patrocinar a implantação da Gerenciamento de Riscos na Companhia; e (j) validar os relatórios de Riscos corporativos e de controles internos.

Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos: (a) estabelecer processo a ser utilizado na gestão de controles internos e Risco corporativo; (b) coordenar e definir os padrões a serem seguidos no que tange os processos de controles internos e Risco corporativo, os sistemas de suporte e as formas e a periodicidade dos seus reportes; (c) consolidar a avaliação de Riscos da Companhia, através de relatórios periódicos que deverão ser reportados à Diretoria, ao Comitê de Auditoria e Conselho de Administração; (d) apoiar os gestores responsáveis na definição e execução dos planos de ação e prazo necessários para tratamento dos Riscos e notificar os descumprimentos de acordo com as devidas alçadas; e (e) conscientizar os gestores responsáveis sobre a importância do Gerenciamento de Riscos e a responsabilidade inerente aos administradores, funcionários, estagiários e prestadores de serviços alocados fisicamente nas dependências da Companhia.

Área de Auditoria Interna: (a) monitorar a qualidade e a efetividade dos processos de Gerenciamento de Riscos e governança, bem como controles internos da Companhia e do cumprimento das normas e regulamentos associados às suas operações; (b) prover o Conselho de Administração, o Comitê de Auditoria e o Diretor Presidente com avaliações independentes, imparciais e tempestivas sobre a efetividade do Gerenciamento de Riscos e dos processos de governança, da adequação dos controles e do cumprimento das normas e regulamentos associados às operações da Companhia; (c) subsidiar a Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos sobre os principais riscos e controles vigentes identificados durante suas revisões anuais por diversos processos de negócio, dentro de seu papel de avaliador independente do ambiente de controles internos e do desempenho das áreas de negócio; e (d) efetuar testes nos controles internos com objetivo de avaliar a sua efetividade. A Área de Auditoria Interna deverá reportar suas atividades ao Comitê de Auditoria Estatutário que, por sua vez, encaminhará o referido reporte ao Conselho de Administração.

Gerências: (a) identificar, classificar e gerenciar os riscos das respectivas áreas de acordo com as estratégias de mitigação, com o suporte da Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos, quando necessário; (b) estabelecer controles para os riscos prioritários; (c) implantar os planos e acompanhar as ações corretivas e/ou preventivas em suas áreas; (d) fazer a interface das áreas de negócios e funcionais com a Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos; (e) definir controles internos dos processos de suas respectivas áreas, em conjunto com a Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

Colaboradores: (a) assegurar a operacionalização do Gerenciamento de Riscos, fazendo parte do processo de identificação, avaliação e mensuração, implementando controles preventivos e corretivos ou detectivos; e (b) participar de forma ativa na comunicação e treinamento que permita a disseminação de forma consciente da gestão de riscos na empresa.

(c) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Companhia acredita que sua Política de Gerenciamento de Riscos e demais medidas de controle adotadas são adequadas para a verificação da efetividade e qualidade da prática de gerenciamento de riscos.

Entre os deveres da Auditoria Interna, teremos o de avaliar a efetividade e qualidade da Política de Gerenciamento de Riscos pelo menos anualmente, com base nas melhores práticas de mercado, recomendando melhoria, quando aplicável, e monitorando a implementação. O *report* deverá ser feito periodicamente ao Comitê de Auditoria.

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

Por mais que a Companhia não possua uma política formalizada específica para tratar de gerenciamento de riscos de mercado, a Companhia adota a Política de *Hedge* para *Commodity* de Petróleo para tais fins, aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 12 de janeiro de 2021 (“Política”).

(b) Objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Política tem o objetivo demonstrar, de maneira formal e transparente, procedimentos a serem adotados, previstos no CPC 38 (IAS 39), referente a documentação, mensuração, reconhecimento e contabilização relativos às operações de Hedge de Fluxo de Caixa utilizadas pela PetroRecôncavo para riscos das oscilações provenientes de variações no preço da commodity Brent.

Para tanto, a Política deve estar alinhada com a estratégia empresarial. A importância disso reside no fato de que a sua utilização dissociada da estratégia pode ser prejudicial à Companhia, pois o uso de instrumentos de hedge sem critério pode levar à redução do valor da mesma.

Com efeito, a tomada de decisão reflete não só a estratégia definida, mas também a expectativa que se tem do comportamento dos preços, que é gerada na construção dos cenários.

(i) riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia e suas controladas possuem parcela relevante da sua receita operacional vinculada ao preço do petróleo do tipo Brent e, prudentemente, busca efetivar operações que reduzam a sua exposição e minimizem impactos negativos proporcionados pela variação relativa de preços.

Desta forma, o que será alvo de proteção será o fluxo de caixa futuro, relacionado ao faturamento decorrente das vendas e prestações de serviço vinculados ao preço do petróleo do tipo *Brent*.

(ii) estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

A estratégia contábil do *Hedge accounting* está intrinsecamente ligada à estratégia de gerenciamento de riscos da PetroRecôncavo, apresentada no item 5.1 deste Formulário de Referência. Dentro desse contexto, é responsabilidade da Administração garantir que os controles e avaliações estão devidamente desenhados e implementados para que os objetivos, tolerâncias, limites de alçada e risco, conforme definido nas políticas da PetroRecôncavo, sejam respeitadas. Como, por exemplo, a definição das responsabilidades de cada área envolvida e as atividades necessárias no desenvolvimento da estratégia de *Hedge accounting*.

Para tanto, outras premissas importantes estão devem ser observadas:

- (i) uso do hedge deverá ter o objetivo primordial de dar previsibilidade ao fluxo de caixa e ao orçamento;
- (ii) as diretrizes e procedimentos deverão estar definidos em linguagem clara; e
- (iii) as atividades de hedge deverão ser monitoradas constantemente pela administração.

(iii) instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

A escolha do instrumento de *hedge* adequado deverá se dar em função do menor custo e da oportunidade, dentre as alternativas oferecidas pelo mercado financeiro. Em caso de escassez de crédito junto a instituições financeiras, a alternativa de hedge diretamente na Bolsa de Valores deve ser considerada.

Deverão ser considerados como referência os instrumentos: (i) contratos futuros, (ii) operações a termo, (iii) opções, (iv) swaps, (v) operações de hedge com caixa, e (vi) hedge natural, a menos que um derivativo sugerido por alguma instituição financeira apresente vantagem competitiva e seja validado pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros ou pela Alta Administração da Companhia.

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

Adicionalmente, visando à manutenção da rentabilidade e da liquidez, a Companhia monitora as projeções de (i) contratos futuros, (ii) operações a termo, (iii) opções, (iv) swaps, (v) operações de hedge com caixa, e (vi) hedge natural por meio de reuniões periódicas com os economistas das principais instituições financeiras brasileiras.

(iv) parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Política de Hedge da Companhia para commodities respeita em todos os aspectos pertinentes e relevantes as normas e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira, os pronunciamentos técnicos e as orientações e interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, bem como a *International Accounting Standards Board – “IASB”*. Ainda a presente política é revisada sempre em acompanhamento com a revisão das IAS e CPC's.

A Companhia tem suas operações no mercado nacional de petróleo e gás natural e parte relevante da sua Receita Operacional está diretamente ligada ao preço do Petróleo tipo Brent.

Por se tratar de uma commodity de alta volatilidade, se faz necessária a confecção de uma política para, quando a Administração julgar necessário, proteger o fluxo de caixa futuro da empresa de oscilações de mercado.

Desta forma, o que será alvo de proteção será o fluxo de caixa futuro, relacionado ao faturamento decorrente das vendas e prestações de serviço vinculados ao preço do petróleo do tipo Brent.

A Política compreende a contratação de operações em prazos definidos pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros, ou pela alta administração, considerando aspectos de liquidez do mercado, custos envolvidos e preço relativo dos ativos.

(v) se a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos

Independente da expectativa que se tenha do comportamento dos preços, para a PetroRecôncavo, o objetivo do *hedge* sempre é a proteção, nunca a especulação.

(vi) a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

É responsabilidade da Administração garantir que os controles e avaliações estão devidamente desenhados e implementados para que os objetivos, tolerâncias, limites de alçada e risco, conforme definido nas políticas da PetroRecôncavo, sejam respeitadas.

A responsabilidade da Administração é a definição da estratégia de *Hedge* a ser utilizada pela Companhia e a aprovação da política de *Hedge accounting*, bem como a delegação das atividades e procedimentos a serem executados a fim de operacionalizar a estratégia de *Hedge accounting*. Abaixo estão listadas as principais responsabilidades da Administração da PetroRecôncavo:

- (i) Garantir que políticas, procedimentos e práticas adequadas de controle de risco estão estabelecidas na Companhia;
- (ii) Avaliar o impacto de uma mudança potencial nas estratégias de *Hedge accounting*;
- (iii) Avaliar e informar os departamentos de Contabilidade em caso de mudanças substanciais nos Budget e Forecast, bem como na estratégia de vendas previamente definidas;
- (iv) Notificar a Controladoria Corporativa com respeito a mudanças substanciais de processos e/ou critérios de *Hedge accounting* e possíveis inefetividades, conforme apropriado;
- (v) Discutir metodologias de gestão de *Hedge accounting* para novos objetos de *Hedge* e/ou instrumentos de proteção;

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

- (vi) Rever posições, marcação a mercado e relatórios de efetividade do Hedge, quando aplicável;
- (vii) Monitorar mudanças nas metodologias de gestão de Hedge accounting; e
- (viii) Notificar a Controladoria Corporativa, conforme apropriado.

Nesse sentido, a responsabilidade da **Controladoria** é garantir a correta contabilização das operações de *Hedge accounting*, bem como supervisionar os procedimentos mínimos requeridos para realização das operações de *Hedge accounting*.

A **Diretoria Administrativa Financeira**, por outro lado, é responsável pela execução da estratégia de Hedge accounting. A controladoria é responsável pela operacionalização da estratégia de Hedge accounting requerida pela Administração, considerando os controles e procedimentos requeridos para realização da atividade.

(c) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A efetividade da relação de *Hedge* é o grau em que as mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *Hedge* atribuível ao risco de variação da *commodity* é compensada pelas mudanças no valor do instrumento de Hedge.

O teste de efetividade deve ser realizado prospectivamente e retrospectivamente desde a data da designação da relação de *Hedge* com objetivo de assegurar que essa relação será altamente eficaz em períodos futuros.

Cumprе salientar que a Companhia e suas controladas possuem receitas operacionais vinculadas ao preço do petróleo tipo *Brent*. Os contratos de cálculo da receita envolvem a precificação pelo preço do Brent menos um desconto. Assim, é esperado que mudanças no fluxo caixa geradas pelo aumento do valor da *commodity* sejam compensadas pelas mudanças no valor do instrumento de *Hedge*.

A Companhia entende que a estrutura operacional e de controles internos são adequadas para verificar a efetividade da política adotada.

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

Visando garantir o atingimento dos objetivos, a administração da Companhia é responsável pelo estabelecimento de controles internos efetivos acerca da divulgação das informações financeiras, e pela avaliação acerca de sua eficácia.

O controle interno sobre divulgação das informações financeiras está definido como um processo destinado a proporcionar razoável segurança quanto à confiabilidade das informações financeiras e sua elaboração de acordo com os princípios contábeis adotados pela Companhia.

Embora existam limitações inerentes à eficácia de qualquer sistema de controle e procedimentos de divulgação, inclusive a possibilidade de erro humano, os controles e procedimentos adotados pela Companhia se destinam a oferecer garantia razoável de consecução de seus objetivos, sendo certo que quaisquer falhas identificadas na execução dos controles, durante o exercício, serão devidamente corrigidas.

Nesse sentido, a Companhia dispõe de: (i) Código de Conduta, que prescreve os padrões de conduta profissional exigidos dos seus colaboradores (“Código de Conduta”); (ii) de Guia Anticorrupção no intuito de reforçar o compromisso institucional da Companhia de combater à corrupção em todas as suas formas, adequando-se à Lei Federal nº 12.846/2013 (“Lei Anticorrupção”) e ao Decreto nº 8.420/2015; e (iii) de Política de Prevenção à Lavagem de Dinheiro e Combate ao Terrorismo, no intuito de reforçar o compromisso institucional da Companhia de prevenir e detectar transações incomuns e suspeitas que possam estar relacionadas à Lavagem de Dinheiro e financiamento do Terrorismo em todas as suas formas.

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A estrutura organizacional de controles internos é aquela informada no item 5.1(b)(iii).

(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

O papel de implementar uma sólida estrutura de gerenciamento de riscos e controles internos é delegado aos gestores, com o apoio da Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos e da Área de Auditoria Interna da Companhia, sob a supervisão do Conselho de Administração por intermédio do Comitê de Auditoria. Os responsáveis pelo acompanhamento da eficiência dos controles internos são os membros do Comitê de Auditoria, os membros do Conselho de Administração e o Diretor Financeiro

(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

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2020.

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2020.

5.4 - Programa de Integridade

5.4 – Programa de Integridade:

(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:

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;

A Companhia possui regras, políticas, procedimentos e práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, que foram elaborados em razão da análise de riscos a que a Companhia está sujeita.

As regras, políticas e procedimentos são constantemente atualizados em decorrência de alterações na legislação e regulamentos aplicáveis, ou da necessidade constatada internamente de adequação, em razão dos riscos a que a Companhia está sujeita.

Além das políticas e normas internas, a Companhia é orientada pelo seu Código de Conduta, que reflete os mais altos padrões de integridade e ética adotados pela Companhia, o que é esperado em termos de práticas e condutas e as consequências em caso de violação ao Código de Conduta.

A Companhia conta com uma Ouvidoria, pautada pelo Código de Conduta, que é o meio para que todos possam tirar dúvidas, dar sugestões e comunicar fatos (anonimamente ou não), sendo este canal para que qualquer um que tenha ciência ou suspeite de atos de outra pessoa em dissonância com o Código de Conduta, a legislação ou as demais políticas e normas da Companhia, possa realizar denúncias.

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; e

A Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos visa a garantir que os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pela Companhia sejam cumpridos, com reportes periódicos a órgãos e áreas da Companhia.

A Área de Auditoria Interna tem por objetivo monitorar a qualidade e a efetividade dos processos de Gerenciamento de Riscos e governança, bem como controles internos da Companhia e do cumprimento das normas e regulamentos associados às suas operações, reportando suas atividades ao Comitê de Auditoria, que, por sua vez, reportará essas atividades ao Conselho de Administração.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- 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 Conduta se aplica a todos os Administradores e colaboradores, sem exceção, bem como terceiros, fornecedores e empresas parceiras. Sua finalidade é de orientar claramente a conduta da Companhia e o que é esperado, mesmo que indiretamente.

5.4 - Programa de Integridade

- **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;**

Todos os colaboradores que são contratados e membros da administração da Companhia participam de um treinamento, no processo de integração, que abrange, dentre outras atividades, um treinamento específico sobre o conteúdo e disposições constantes no Código de Conduta, recebendo, inclusive, uma via física deste código.

Além do processo de integração, a Companhia também realiza treinamentos periódicos com todos seus colaboradores e administradores, no intuito de reforçar as condutas e práticas adotadas pela Companhia.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas; e**

Deixar de seguir alguma recomendação e orientação contida no Código de Conduta é considerado uma conduta inadequada. Qualquer descumprimento é passível de repreensão e aplicação de medidas disciplinares que, dependendo da sua gravidade e outras circunstâncias relevantes, podem resultar em:

1. Advertência oral;
2. Advertência escrita;
2. Suspensão de até 30 (trinta) dias corridos, quando aplicável;
3. Desligamento por justa causa; e/ou
4. Quando for o caso, comunicação dos fatos às autoridades competentes.

É importante esclarecer ainda que, casos de violação que incluam uma infração da lei, serão encaminhados às autoridades competentes.

- **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 Conduta foi aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterado em reunião de 1º de abril de 2021 e está disponível para acesso de todos através do link www.ri.petroreconcavo.com.br.

(b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

- i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros;**

A Ouvidoria, gerida internamente pela Companhia, visa a garantir a confidencialidade e imparcialidade das denúncias, sendo certo que todo o trabalho é conduzido com o máximo sigilo e cuidado por suas áreas internas, para preservar a identidade dos envolvidos, que podem reportar de forma anônima, caso preferirem.

5.4 - Programa de Integridade

ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados;

A Ouvidoria é aberta para recebimento de denúncias, internas e externas, sendo aberto para todos os colaboradores, fornecedores, clientes, parceiros comerciais da Companhia, investidores e para o público em geral.

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé; e

A Ouvidoria é um meio seguro de comunicação, em que os relatos podem ser realizados de forma confidencial e anônima. As denúncias podem ser realizadas pelos seguintes canais:

Site: www.petroreconcavo.com.br (link fale conosco)

E-mail: ouvidoria@petroreconcavo.com.br

Telefone: 0800 071 8028 (atendimento de segunda a sexta-feira das 7h30 às 16h30)

A Companhia proíbe e não tolera qualquer retaliação ou ameaça de ação de retaliação contra qualquer pessoa que relate uma possível violação à lei, regulamento ou política da Companhia.

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias;

A Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos garantirá, se solicitada, o sigilo do denunciante. Cada denúncia ficará a cargo do Gerente da Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos a quem caberá apurá-la, tomar os depoimentos das partes envolvidas, examinar a documentação, e o que mais for necessário, e encaminhar relatório ao Conselho de Administração, para adotar as providências cabíveis.

O Código de Conduta prevê que, ao identificarem uma matéria, neste caso, uma denúncia, em que haja interesse conflitante, os colaboradores devem imediatamente manifestar seu conflito de interesses. Adicionalmente, devem ausentar-se das discussões e não devem participar das decisões. Caso solicitado pelo Presidente do Conselho de Administração ou pelo Diretor-Presidente, tais colaboradores poderão participar parcialmente das discussões, visando proporcionar maiores informações sobre o caso e as partes envolvidas. Nesse caso, deverão se ausentar da parte final da discussão, incluindo o processo de decisão da matéria.

(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; e

Quando em processos de fusão, aquisição, e reestruturações societárias, a Companhia observa todos os procedimentos e dispositivos previstos na legislação e regulamentação societária aplicáveis, quando da realização desses processos.

Nesse sentido, a PetroRecôncavo preza pela prática de contratação de assessores legais externos para nos auxiliar no processo e realizar a auditoria legal, que inclui áreas como as de direito civil, contratual, regulatória, *compliance*, trabalhista, tributária, dentre outras.

(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 se aplica, tendo em vista que nosso Código de Ética e Conduta estabelece regras, políticas, procedimentos e práticas para prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a Administração Pública.

5.5 - Alterações significativas

5.5 – Alterações significativas

A Companhia não possuía Política de Gerenciamento de Riscos formalmente aprovada no último exercício social, contudo entende que não houve alterações significativas nos principais riscos aos quais a Companhia está exposta. Adicionalmente, a Companhia informa que não possui previsão de redução ou aumento relevante em sua exposição aos riscos descritos anteriormente.

5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

5.6 – Outras informações relevantes – Gerenciamento de Riscos e Controles Internos

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 5 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm

Data de Constituição do Emissor	21/07/1999
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	Registro Sendo Requerido

6.3 - Breve Histórico

6.3 – Breve histórico

A Petrorecôncavo é uma operadora independente de exploração e produção de petróleo e gás natural em campos *onshore*, pioneira na operação e produção de campos maduros no Brasil, constituída em 21 de julho de 1999, com o objetivo de se tornar uma das principais empresas independentes do setor de E&P, especializada no desenvolvimento e recuperação de Campos Maduros *onshore*.

A Petrorecôncavo traz consigo a experiência dos seus acionistas, empresas também ligadas a esta atividade como a PERBRAS - EMPRESA BRASILEIRA DE PERFURAÇÕES LTDA., que já trabalhou em quase todas as regiões e campos de petróleo onshore do Brasil durante mais de 50 anos, a PETROSANTANDER, que cedeu alguns de seus quadros para composição da equipe técnica da Petrorecôncavo e tem relevante experiência internacional na operação de campos maduros de petróleo e a gestora de recursos OPPORTUNITY, fundada em 1994, sendo um dos maiores gestores de fundos de investimento do Brasil.

Em 1º de fevereiro de 2000, a Petrorecôncavo celebrou um Contrato de Produção com a Petrobras, que lhe permite operar 12 (doze) Campos Maduros localizados na Bacia do Recôncavo.

A partir de 2002, a Companhia participou da quarta, sexta e nona rodadas de licitações da ANP e adquiriu concessões de 03 (três) blocos com participação de 100%. Desde a aquisição dos direitos de concessão sobre esses blocos, foram desenvolvidos, com sucesso, 5 (cinco) campos (Acajá-Burizinho, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo e do Paulo Sul e Juriti) e colocados em operação uma série de poços que ajudaram a contribuir com o aumento da produção da sua subsidiária Recôncavo E&P S.A.

A partir de 2008, em busca contínua por oportunidades de produtividade e redução de custos, a Companhia iniciou um processo de aquisição de equipamentos para internalização de algumas atividades que usualmente são terceirizadas com a operação e manutenção de sondas próprias de produção, perfuração e unidades de serviços (acidificação e estimulação orgânica, faturamento hidráulico convencional, inspeção de tubos, oficina de bombas, dentre outros), para evitar a contratação de serviços terceirizados mais onerosos e menos eficientes.

Em 2014, iniciou, em parceria com a AVSI Brasil, o CIRANDA VIVA RECÔNCAVO, um projeto social que atua com as comunidades de Pedras, Flechas e Veadinho, no município de Catu, Estado da Bahia, com o objetivo de auxiliar as comunidades a se desenvolverem de forma sustentável, resgatando e valorizando sua cultura e identidade.

Em 2018, A Companhia iniciou um projeto de transformação digital com a implantação de moderna infraestrutura de telecomunicação e automação para a operação dos campos visando melhorar a eficiência operacional, aumentar a segurança da operação e a redução de custos.

Em 2019, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu, através da sua subsidiária Potiguar E&P, a compra de 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 34 (trinta e quatro) campos em terra na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, denominado Polo Riacho da Forquilha.

Em 2020, durante a sessão pública de apresentação de ofertas do 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP realizada no dia 4 de dezembro de 2020, na cidade do Rio de Janeiro, a Companhia arrematou um bloco terrestre na área POT-T-702, apresentando um bônus de assinatura de R\$ 75.000,00, com um PEM (Programa Exploratório Mínimo) de 1.000 UT (Unidades de Trabalho), com investimento previsto na fase de exploração de R\$6.000.000,00, com duração de 5 anos, em uma área de 17,18 km². A Companhia apresentou os documentos de qualificação no dia 4 de janeiro de 2021, com previsão de adjudicação do objeto e homologação da licitação até 09 de abril de 2021, qualificação de subsidiária (Potiguar E&P), pagamento do bônus e envio do comprovante e assinatura do contrato de concessão pela Companhia até 24 de maio de 2021 e assinatura do contrato de concessão até 30 de junho de 2021.

6.3 - Breve Histórico

Em 23 de dezembro de 2020, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia assinou contrato para a aquisição de 100% da participação da Petrobras em 12 (doze) campos terrestres denominados Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subáuma, São Pedro e Sesmaria, que constituem o Polo Remanso. Também no programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, em 19 de fevereiro de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária SPE Miranga S.A., assinou contrato para a aquisição de 100% da participação da Petrobras em 9 (nove) campos terrestres denominados Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga. A implementação de tais operações ainda está sujeita ao cumprimento de determinadas condições precedentes, dentre as quais destaca-se a aprovação da ANP e do CADE, se aplicável.

A Petrorecôncavo apresenta, portanto, mais de 20 anos de experiência comprovada na operação de campos maduros de petróleo *onshore*, sem ter passado por mudanças de denominação, alienação ou aquisição de controle, fusão, falência, concordata, recuperação judicial ou extrajudicial.

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 aplicável.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

7.1 – Descrição das atividades principais do emissor e suas controladas

Visão Geral

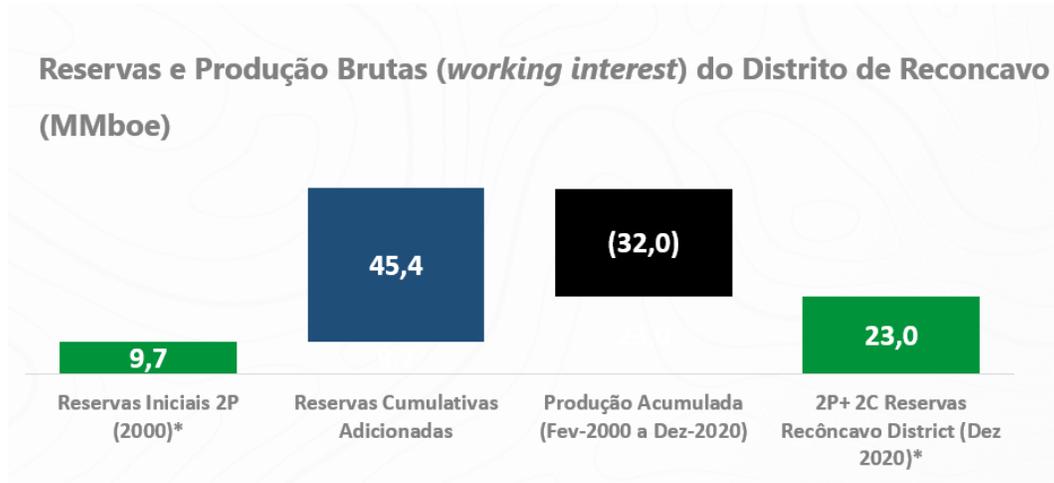
A PetroRecôncavo é uma empresa operadora independente de petróleo e gás e uma das líderes na sua área de atuação no Brasil. Com uma trajetória de mais de vinte anos, somos especializados na operação, desenvolvimento e revitalização de campos maduros em bacias terrestres de óleo e gás (*onshore*) e acreditamos ter um histórico e escala sem comparáveis neste segmento da indústria no país. Fomos uma das primeiras empresas privadas focadas no *onshore* a operar no Brasil após a quebra do monopólio estatal e promulgação da Lei do Petróleo em 1997 e fomos pioneiros em adquirir campos de petróleo *onshore* oriundos do recente programa de desinvestimentos da Petrobras com a aquisição do Polo de Riacho da Forquilha concluída em dezembro de 2019. Atualmente, possuímos 150,6 MMboe de reservas brutas 2P+2C (*working interest*) certificadas, sendo as reservas 2P 34,3 MMboe e os recursos contingentes 2C 116,3 MMboe. Os recursos contingentes estão condicionados: (i) à obtenção das prorrogações contratuais, e/ou (ii) ao fechamento das aquisições dos Polos Remanso e Miranga. Aproximadamente 78% das reservas 2P+2C são reservas 1P+1C.

Nosso modelo de negócios baseia-se na compra (ou na prestação de serviços de operação) de concessões de campos *onshore* maduros, onde acreditamos operar esses campos de forma mais eficiente e revitalizamos e estendemos suas reservas, se possível, por décadas. Acreditamos que nosso modelo de negócios verticalizado nos permite uma diferenciação em relação aos nossos concorrentes. Com mais de 500 colaboradores, nós entendemos ser o maior operador independente de petróleo em terra, com representatividade sobre a produção de petróleo *onshore* do Brasil.

Temos como pilar do nosso modelo de negócios o desenvolvimento de novas reservas provadas em campos já em produção, produzindo com baixo custo operacional e obtendo a otimização do fator de recuperação dos campos. Em geral, nós buscamos ser a operadora de nossos campos, de forma a garantir a replicação desse modelo, aplicando o nosso know-how de forma ágil e eficiente.

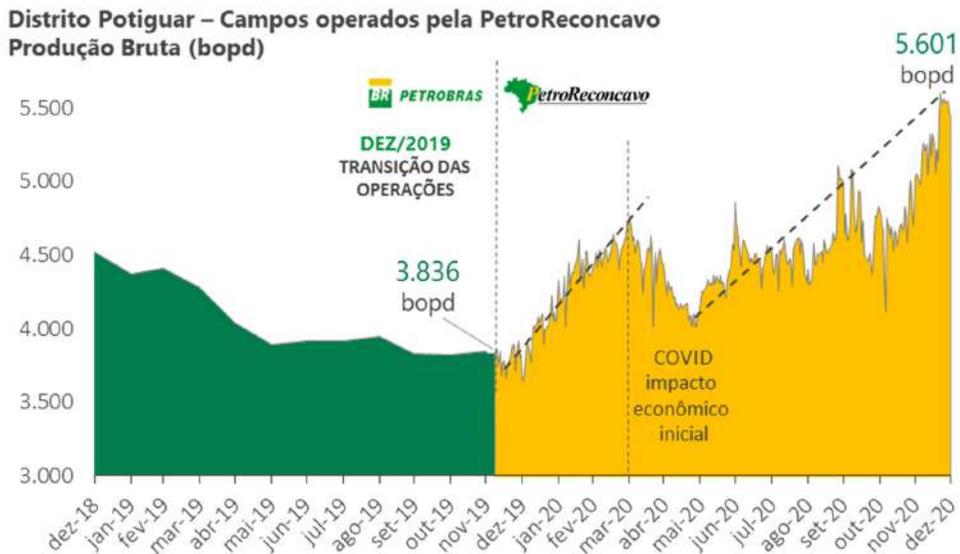
Ao longo de nossa trajetória temos demonstrado a capacidade de incrementar nossa produção e reservas de forma consistente e escalável. Em nossos 21 anos de operação na bacia do Recôncavo, as nossas reservas brutas 2P+2C (*working interest*) (reservas provadas mais prováveis e melhor estimativa de recursos contingentes) passaram de 9,7 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) em fevereiro de 2000 para 23 milhões de boe em dezembro de 2020, sendo as reservas 2P 6,5 milhões e os recursos contingentes 2C 16,5 milhões, de acordo com os relatórios de reserva da Ryder Scott e NSAI, respectivamente, sendo que nesse mesmo período a produção acumulada foi de cerca de 32 milhões de BOE. Isso significa que conseguimos adicionar 45,4 milhões de BOE desde que assumimos a operação na bacia do Recôncavo – um aumento de 4,7 vezes o montante inicial, por um custo médio de desenvolvimento de reservas de aproximadamente US\$13 (treze dólares norte-americanos) por barril de óleo equivalente.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas



Fonte: Relatórios de Reservas e Recursos Contingentes da Companhia emitidos pela certificadora Ryder Scott com data-base de 02/2000 e pela certificadora Netherland, Sewell & Associates, Inc. com data-base de 12/2020.

Na bacia Potiguar, de forma pioneira, adquirimos em 2019 o primeiro e maior polo de produção *onshore* inserido na primeira etapa do programa de desinvestimento da Petrobras, denominado Riacho da Forquilha, com 34 concessões. Já nos primeiros 12 meses de operação, fomos capazes de um incremento de produção de óleo de 38,4% nos campos operados, conforme gráfico abaixo:



Fonte: informações públicas da Agência Natural de Petróleo e Biocombustíveis (ANP).

Adicionalmente, fomos capazes de apresentar forte geração de fluxo de caixa nos ativos por nós operados, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, o que acreditamos demonstrar o sucesso de nosso modelo operacional.

A segurança, robustez, resiliência, e escalabilidade do nosso modelo de negócio resultam de inúmeros fatores como a capacidade, experiência e comprometimento de nosso time executivo, dos nossos times técnico e gerencial, dos processos e sistemas desenvolvidos e aprimorados ao longo de nossa trajetória, de nossa estratégia de verticalização de serviços de campo, e nossa disciplina financeira e de alocação de capital. Acreditamos que este conjunto de capacidades nos torna uma

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

das plataformas mais completas para capturar as recentes oportunidades provenientes da liberalização do mercado de óleo e gás no Brasil e do programa de desinvestimentos da Petrobras.

A Companhia possui receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas, especialmente com as suas afiliadas, Potiguar E&P, Recôncavo E&P S.A. e Recôncavo America LLC, bem como seus acionistas, Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. e empresas do grupo econômico da PetroSantander Luxembourg Holdings S.à.r.l.

Indicadores Operacionais e Financeiros

A tabela abaixo apresenta nossos principais dados financeiros e operacionais consolidados para os períodos e datas indicados.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
(em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)			
Receita líquida	787.841	339.923	299.668
Lucro líquido (Prejuízo líquido)	(81.759)	63.682	72.949
Margem líquida(1)	-10,38%	18,73%	24,34%
EBITDA(2)	474.405	155.857	151.892
Margem de EBITDA(3)	60,22%	45,85%	50,69%
Dívida Bruta(4)	894.040	744.019	5.491
Dívida Líquida (Caixa Líquido)(5)	728.168	677.572	(17.813)
Dívida Líquida/ EBITDA(6)	1,53 x	4,35 x	-0,12 x
Produção média bruta (boe por dia)	11.148	5.083	4.645
Custo médio de produção por boe em R\$(7)	R\$ 54,20	R\$ 83,39	R\$ 73,21
Custo médio de produção por boe em US\$(8)	US\$ 10,50	US\$ 21,11	US\$ 20,06
Produção bruta (boe)	4.080.152	1.855.414	1.695.443
Preço médio à vista do Petróleo Brent (9)	US\$41,96	US\$64,30	US\$71,34
Taxa média de câmbio R\$/US\$ média (10)	R\$ 5,16	R\$ 3,95	R\$ 3,65

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido/prejuízo líquido do exercício dividido pela receita líquida do exercício.

(2) Calculamos o EBITDA em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada ("Instrução CVM 527") e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção ("EBITDA"). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ("BRGAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

(3) Margem de EBITDA corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela receita líquida do exercício. A Margem de EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros.

(4) Representa a soma dos saldos de empréstimos e financiamentos presentes no passivo circulante e não circulante.

(5) Representa a dívida bruta, menos os saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

(6) Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividida pelo EBITDA do exercício. A Dívida líquida/(Caixa líquido) não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/(Caixa líquido) não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia.

(7) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no exercício.

(8) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no exercício, dividido pela taxa de câmbio média do exercício.

(9) O Brent é cotado em dólar. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

(10) A taxa de câmbio média do exercício corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos exercícios apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

A Companhia apresentou Fluxo de Caixa Livre de R\$360 milhões, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Exercício findo em 31/12/2020	<i>Valores expressos em milhões de R\$</i>
EBITDA	474
Imposto de renda e contribuição social correntes	(15)
Outros(1)	(3)
Fluxo de Caixa Operacional	456
Capex(2)	(96)
Fluxo de Caixa Livre(3)	360

(1) Trata-se de outras variações, tais como variações de contas de balanço, incluindo Contas a Receber, Fornecedores e Impostos a Recolher, dentre outras. (2) O Capex apresentado inclui os investimentos para incremento da produção e perfuração de poços. Não inclui investimentos na aquisição de ativos fixos e investimentos para a aquisição de novos ativos produtores de óleo e gás natural. (3) O Fluxo de Caixa Livre não é uma medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB"). O Fluxo de Caixa Livre não possui significado padronizado e a nossa definição de Fluxo de Caixa Livre pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

A tabela acima demonstra o fluxo de caixa gerado pelas operações da Companhia, deduzido dos investimentos executados diretamente voltados para incremento da produção de petróleo e gás natural da Companhia.

Papel da Companhia na evolução da indústria onshore no Brasil

Acreditamos ter uma presença marcante e pioneira em etapas importantes da evolução da indústria de exploração e produção (E&P) onshore no Brasil desde a quebra do monopólio estatal em 1997.

Em fevereiro de 2000, nós assinamos um Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) com a Petrobras, para operar o Polo Remanso, composto de 12 campos localizados na Bacia do Recôncavo no estado da Bahia. Entre 2004 e 2007 com participação na quarta, sexta e nona Rodadas de licitações da ANP, nós adquirimos 100% dos direitos sobre áreas que viriam a se tornar cinco concessões próprias, por nós operadas na mesma bacia, correspondendo a 5 campos adicionais.

Os resultados alcançados por nós na operação dos 12 Campos sob contrato com a Petrobras na bacia do Recôncavo são expressivos. A produção em boed destes campos evoluiu de 4,6% do total da bacia em fevereiro de 2000 para 10,9% em dezembro de 2020, demonstrando que um modelo de negócios consistente, quando bem executado, tem potencial de retorno neste tipo de ativo. Este argumento foi utilizado por entidades do setor, e pela própria ANP para sustentar a necessidade de saída da Petrobras da operação de campos maduros nas bacias onshore, abrindo espaço para operadores independentes e criando o novo ciclo na indústria.

No ano de 2019, impulsionados pelas novas oportunidades surgidas neste novo ciclo, com a liberalização do setor e do programa de desinvestimentos da Petrobras, nós adquirimos o Polo Riacho da Forquilha, primeiro ativo onshore deste programa, composto por 34 campos na Bacia Potiguar no estado do Rio Grande do Norte, aumentando significativamente nosso potencial de produção e reservas. Em dezembro de 2020, nós firmamos contrato com a Petrobras para aquisição dos 12 campos do Polo Remanso operados atualmente através de CPCR, possibilitando a extensão da perspectiva de operação destes campos. Finalmente, em fevereiro de 2021, nós firmamos novo contrato com a Petrobras para aquisição dos 9 campos do Polo Miranga.

Em fevereiro de 2021, nós operávamos 47 campos, éramos sócios de mais 4 campos operados por terceiros e havíamos assinado contrato para a aquisição de outros 9 campos, tudo isso em duas das bacias mais significativas do onshore brasileiro, onde detemos cerca de 150,6 milhões de barris de óleo equivalente em reservas brutas (working interest) provadas e prováveis (2P) e recursos contingentes (2C), sendo as reservas provadas e prováveis (2P) 34,3 milhões e os recursos contingentes (2C) 116,3 milhões. A exploração desses recursos contingentes está condicionada a aspectos relacionados à conclusão de transações em curso (Polo Remanso e Polo Miranga) e/ou à aprovação da extensão do prazo dos contratos de concessão pela ANP dos campos dos Polos Remanso e Miranga, além das concessões da Potiguar E&P, conforme detalhado nos relatórios de certificação emitidos pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI, os quais estão sujeitos a premissas que podem não se materializar. Para mais informações, vide fator de risco

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

“As avaliações dos recursos e das 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, envolvendo significativo grau de incerteza” do item 4.1 do Formulário de Referência.

É importante ressaltar que, desde março de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) vem autorizando a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a prorrogar os prazos de vigência dos contratos de concessão de campos de petróleo. O texto da resolução indica que “O prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo plano de desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a 27 anos”. A ANP também publicou, em setembro de 2018, a Resolução 749, que regulamenta a redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, como incentivo a novos investimentos nestes Campos.

Modelo de Negócios

Nós procuramos focar na operação e desenvolvimento de projetos visando o aumento na recuperação de reservas de campos maduros de petróleo e gás, que possam ser implementados de forma eficaz em termos de custos e retornos. O nosso objetivo é gerar novas reservas e aumentar a produção otimizando a recuperação final dos Campos, de forma lucrativa, através da implementação de técnicas de recuperação secundária e/ou avançadas.

Durante os nossos mais de 20 anos de operações, buscamos aprimorar uma metodologia operacional para a revitalização de campos maduros que consiste principalmente na reativação de poços, na implementação de vários projetos de intervenção em poços já em produção (*workovers*) visando ao aumento na produção dos mesmos, na perfuração de novos poços em áreas de reservas provadas e prováveis (*infill drilling*) e no aprimoramento de suas facilidades, processos e técnicas de produção. Em paralelo, buscamos alocar recursos significativos dos nossos profissionais no estudo da geologia e nas propriedades estruturais, físico-químicas dos vários reservatórios visando subsidiar as intervenções e perfurações, bem como avaliar a viabilidade da implementação de projetos de recuperação secundária. Acreditamos que a implementação bem-sucedida desses projetos de recuperação secundária e/ou avançada, inicialmente na forma de piloto de modo a mitigar riscos e posteriormente através da ampliação/execução destes em escala integral no futuro nos permitirá ampliar nosso volume de reservas, incrementar a produção e otimizar a recuperação dos campos, aumentando o retorno sobre o capital aplicado e, por consequência, o retorno de nossos acionistas.

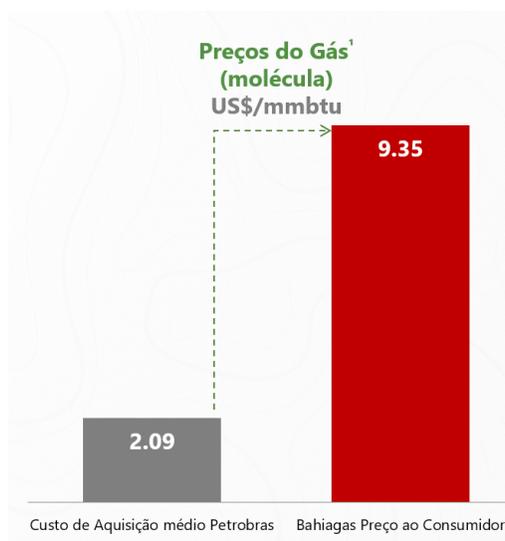
Embora cada campo e reservatório com suas características próprias possa requerer estratégias de desenvolvimento e ações/intervenções específicas, nós buscamos aplicar nossa metodologia de forma consistente, como um diferencial competitivo, aprimorando os processos e técnicas que subsidiam a sua implementação e sobretudo buscando de forma incessante ganhos de produtividade que nos permita reduzir nossos custos de desenvolvimento e operação e ampliar a nossa capacidade de execução. O controle e redução destes custos, em conjunto com uma disciplina na avaliação de projetos e alocação de capital, permitem a ampliação do número de projetos que se mostram viáveis, o que acreditamos levar a um consistente aumento do volume de reservas, mesmo com produção crescente, alcançando uma otimização do fator de recuperação dos campos.

Nós realizamos, majoritariamente com equipamentos e equipes próprias as atividades de perfuração, reparo de poços, intervenções diversas em poços incluindo *workovers*, acidificações, estimulações, cimentações, abandonos dentre outros inúmeros procedimentos e processos essenciais ao desenvolvimento de nossos campos. Acreditamos que nossa estratégia de verticalização nos permite uma maior independência e autonomia na execução de nossos programas de desenvolvimento dos campos e traz uma maior segurança e menores custos, sobretudo pela expertise e ganhos de produtividade conquistados ao longo dos e pelos investimentos em capacitação e baixo *turnover* das equipes. Além disso, esta estrutura verticalizada propicia maiores sinergias e alinhamento de interesses e é um enorme diferencial competitivo, difícil de ser replicado, sobretudo dadas as características e o momento atual da indústria de óleo e gás onshore no Brasil.

Estamos constantemente avaliando as diversas oportunidades advindas das medidas de alteração do modelo regulatório da indústria, sobretudo decorrentes dos programas Programa de revitalização da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres. (REATE) e Novo

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Mercado de Gás, do Governo Federal. No caso específico do gás, avaliamos diversas alternativas de monetização que variam desde a venda direta para distribuidoras estaduais de gás canalizado, empresas focadas em gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito (GNL) e companhias que operam no modelo “gas-to-wire”. Embora nós pretendemos manter nosso foco prioritariamente nas operações de “*upstream*” em Campos Maduros, mantemos uma avaliação permanente de alternativas e oportunidades na área de “*midstream*” e de comercialização, dada a perspectiva de saída da Petrobras de sua posição dominante em vários elos da cadeia produtiva de hidrocarbonetos contidas entre o produtor e o consumidor final. Acreditamos que desta forma teremos oportunidades de ampliação do nosso escopo de atividades e de captura de margem adicional, pois conforme demonstrado no gráfico abaixo, existe atualmente uma margem muito alta entre os preços médios de aquisição do gás pela Petrobras junto aos produtores independentes e o preço do gás que chega para o consumidor industrial.



Fontes: ANP e Resolução Agerba

Nota: 1) Todo o custo da molécula incluindo impostos; preço médio de aquisição da Petrobras entre produtores para as bacias de Camamu, Recôncavo, Potiguar, Santos e Campos, são de novembro de 2020; preço da Bahiagas para o consumidor industrial 20.001-35.000 m3/d, de 01/11/2020. Todo o custo da molécula incluindo impostos; preço médio de aquisição da Petrobras entre produtores para as bacias de Camamu, Recôncavo, Potiguar, Santos e Campos, são de novembro de 2020; preço da Bahiagas para o consumidor industrial 20.001-35.000 m3/d, de 01/11/2020.

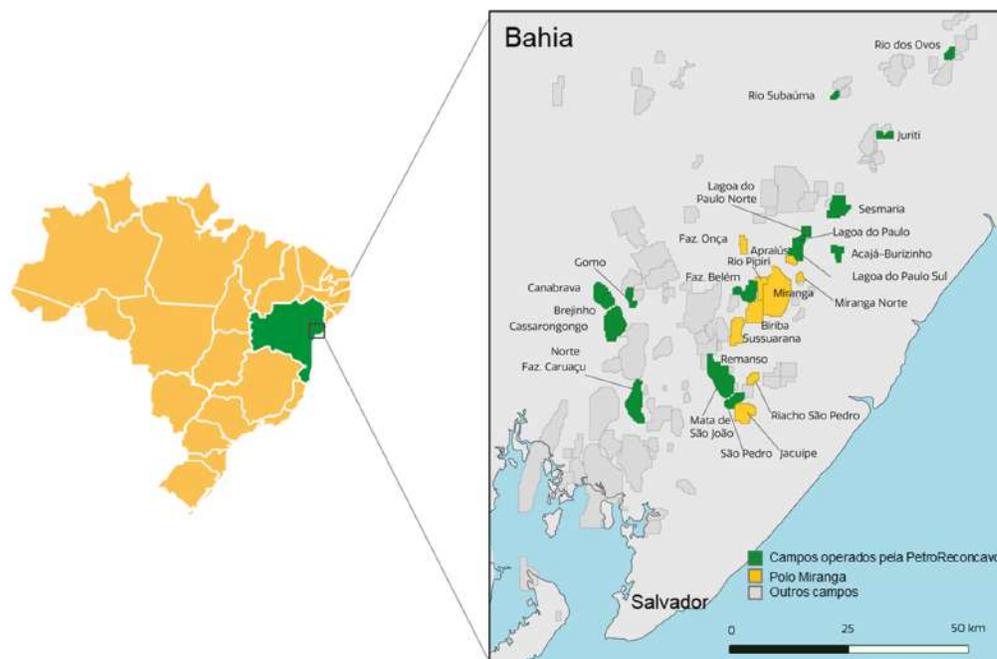
Ativos de produção de óleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos

Em Dezembro de 2020, operávamos, eramos concessionária ou estávamos em processos de aquisição dos seguintes ativos produtores de Óleo e Gás:

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Distrito Recôncavo:

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo.



A bacia foi descoberta em 1952. Os campos do Distrito Recôncavo possuem estimativa de óleo no local original (STOOIP – Stock Tank Original Oil in Place) de aproximadamente 592 MMboe, produção histórica acumulada de 121 MMboe e reservas brutas de óleo e gás equivalentes a 23 MMboe (2P+2C). O Petróleo produzido no Distrito Recôncavo possui nível de enxofre de aproximadamente 0,056%. Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (*onshore*) de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, que constituem o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço, a serem apresentados pela Petrobras, desde julho de 2020 até a data de fechamento; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras.

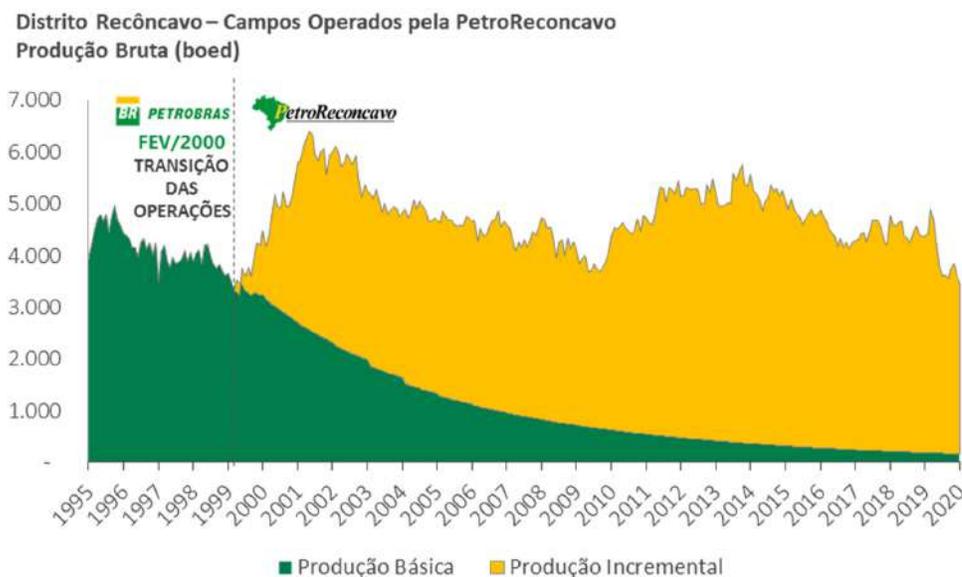
Operamos os campos deste Polo através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. Assim, este Contrato, que tem validade até agosto de 2025, deverá ser extinto na data do “closing” da transação de compra do Polo Remanso, quando esses campos passarão a ser operados como concessões próprias. As 12 concessões que compõem este polo são da chamada “rodada zero” que atualmente se encerram em agosto de 2025, podendo ser estendido o prazo das mesmas por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto a ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Nos termos do CPR, todo o petróleo e o gás natural produzidos por nós nos 12 campos de concessão da Petrobras pertencem à Petrobras e devem ser entregues a ela. Recebemos uma taxa de serviço, que em 31 de dezembro de 2020, era de R\$32,93 por boe por certos volumes de petróleo e gás natural produzidos dentro de uma curva de produção pré-negociada e declinante designada "Curva Básica", a qual pressupõe níveis de produção decrescentes em tais campos, presumindo-se a ausência de investimento para revitalizá-los. Contudo, como a premissa do Contrato de Produção é de que a produção desses campos poderá ter um aumento significativo se forem efetuados investimentos para aprimorar e otimizar sua produção, o CPR também estabelece que os volumes produzidos acima da Curva Básica, designados "Produção Incremental", serão compartilhados entre nós e a Petrobras na proporção de 85% e 15%, respectivamente. Ademais, a Petrobras é obrigada a contribuir com 15% dos gastos de capital planejados que constam de plano de investimento que apresentamos para sua revisão e aprovação anualmente, enquanto a PetroReconcavo deve investir os 85% remanescentes.

O preço de referência dos volumes de petróleo incremental que nós entregamos à Petrobras nos termos do CPR toma por base o *benchmark* estabelecido pelo mercado de petróleo cru *Brent*, ou *Brent*, que é utilizado para precificar aproximadamente dois terços do fornecimento de petróleo cru negociado internacionalmente. O preço de referência do gás natural que entregamos à Petrobras é de 97% do preço médio para uso industrial desta *commodity* no Estado da Bahia. Em 31 de dezembro de 2020 este preço era de R\$1.215 por Mm³ de gás natural.

Desde a celebração do CPR com a Petrobras em 2000, aumentamos com sucesso a Produção Incremental bruta nos 12 campos de concessão da Petrobras, conforme demonstra o gráfico abaixo. Em dezembro de 2020 tal Produção Incremental representava 3.323 boe por dia, ou 95,3% da nossa produção diária média bruta de 3.485 boed.



Fonte: informações públicas da Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP) e sistema interna de controle de produção.

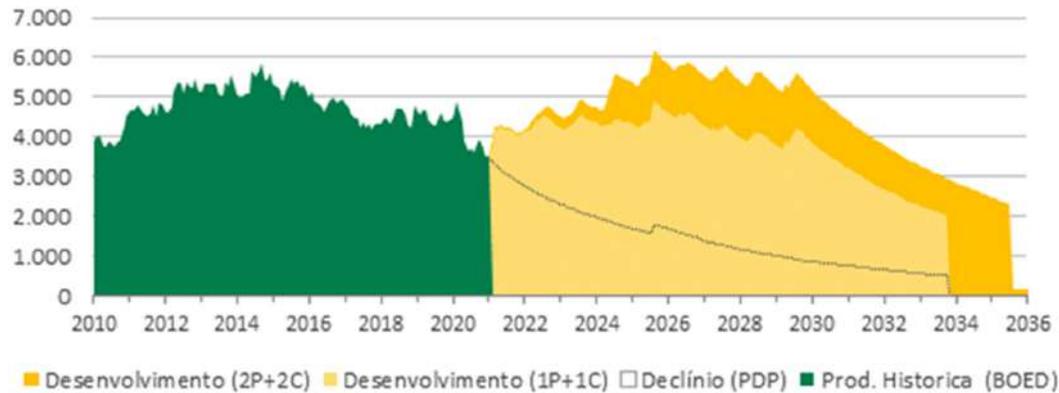
Ao longo dos mais de 20 anos operando este ativo, elevamos a participação deste conjunto de campos de 4,6% para 10,9% da produção total da Bacia em boed (referência ANP BDEP dez/2020), com fortes resultados operacionais e financeiros, que, acreditamos, validam a nossa estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios.

Além disso, entre os anos de 2003 e 2007, a Reconcavo E&P, subsidiária da PetroReconcavo, adquiriu, através de Rodadas de Licitações da ANP, cinco áreas na parte norte da Bacia do Recôncavo, correspondentes aos Campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho. As concessões destes campos se encerram entre os anos de 2029 e 2031 e que também poderão estar sujeitos a solicitação de extensão.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

A nossa produção média nos ativos do Distrito Recôncavo em dezembro de 2020 foi de aproximadamente 3.251 barris de óleo por dia (bopd) e 66 mil m³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2020, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, a Companhia detém, no Distrito Recôncavo, aproximadamente 23,0 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P+2C (working interest), sendo 6,5 milhões de boe em reservas 2P e 16,5 milhões de boe em recursos contingentes 2C. Estes recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Remanso e seu subsequente *closing*, e da extensão das concessões.

Distrito Recôncavo - Produção de Petróleo e Gás Natural (boed)



Fonte: 2010 a 2020 – Sistema interno de controle de produção. 2021 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI.

Distrito Potiguar

Em 9 de dezembro de 2019, a PetroReconcavo, através da subsidiária Potiguar E&P, concretizou a aquisição da participação da Petrobras nos campos do Polo Riacho da Forquilha, primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras. O Polo, situado no estado do Rio Grande do Norte, é composto por 34 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceira com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda e 2 com a Partex Brasli Ltda.

A bacia foi descoberta em 1984. Os campos do Distrito Potiguar possuem estimativa de óleo no local original (STOOIP – Stock Tank Original Oil in Place) de aproximadamente de 793 MMboe e produção histórica acumulada de 159 MMboe. O petróleo produzido no Distrito Potiguar possui grau API entre 25 e 37 e nível de enxofre de aproximadamente 0,05%.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Potiguar, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo através de sua subsidiária Potiguar E&P.

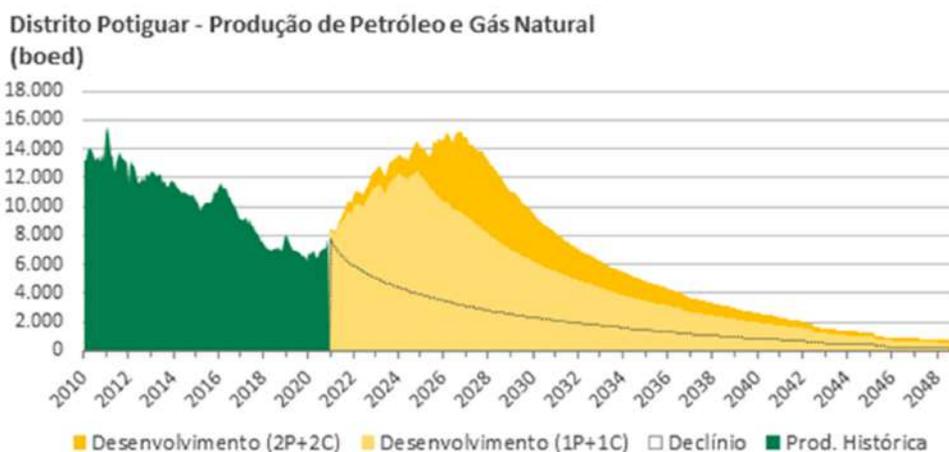


7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Nos primeiros 12 meses de operação nós obtivemos um incremento de cerca de 40% nos volumes de produção em BOPD, não apenas validando a sua estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios, como também comprovando a sua escalabilidade, e aplicabilidade de forma rápida em novos ativos por ela adquiridos.

Dos 34 contratos de concessão atuais, 22 se encerram em 2025 e os demais 12 entre 2032 e 2039, todos com a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. A Potiguar E&P já submeteu à ANP a solicitação de extensão e os novos planos de desenvolvimento, inclusive com a proposta de redução de royalties sobre a produção incremental, para 11 Campos da rodada zero e aguarda o pronunciamento da Agência Reguladora.

A nossa produção média nos ativos na bacia Potiguar em dezembro de 2020, incluindo participação nos campos operados por parceiros, foi de aproximadamente 6.538 barris de óleo por dia (bopd) e 211 mil m³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2020, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, nós detemos aproximadamente 64,1 milhões de barris de óleo equivalente em reservas brutas 2P (27,8 milhões de boe) e em recursos contingentes 2C (36,3 milhões de boe) nesse ativo. Estes recursos estão contingentes apenas da extensão das concessões.



Fonte: 2010 a 2019 – Petrobras. 2020 – Sistema interno de controle de produção. 2021 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI

Polo Miranga:

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, subsidiária da PetroReconcavo, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (onshore) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP e do CADE, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço, tendo em vista que a data efetiva da transação será a data do fechamento da transação; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024, conforme tabela abaixo, a ser pago em março do ano seguinte:

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

Brent Médio	2022	2023	2024	Total
Abaixo de \$50	0	0	0	0
Entre \$50 e \$55	10	10	5	25
Entre \$55 e \$60	15	15	10	40
Entre \$60 e \$65	20	20	15	55
Acima de \$65	27,5	27,5	30	85

Com relação aos até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024, e com base na curva de preços futuros de 09 de Abril de 2021, apenas US\$40,0 milhões estavam “in the money”, ou seja, seriam devidos caso a curva futura mencionada se confirme.

Curva Futura de Petróleo Tipo Brent em 09 de Abril de 2021:

Ano	Brent Médio no Ano ⁽¹⁾ (US\$/bbl)	Pagamento Contingente Estimado (US\$MM)
2022	59,30	15,0
2023	57,49	15,0
2024	56,35	10,0
Total		40,0

Fonte: (1) Futures Daily Market Report for ICE Brent Futures 09-Apr-2021

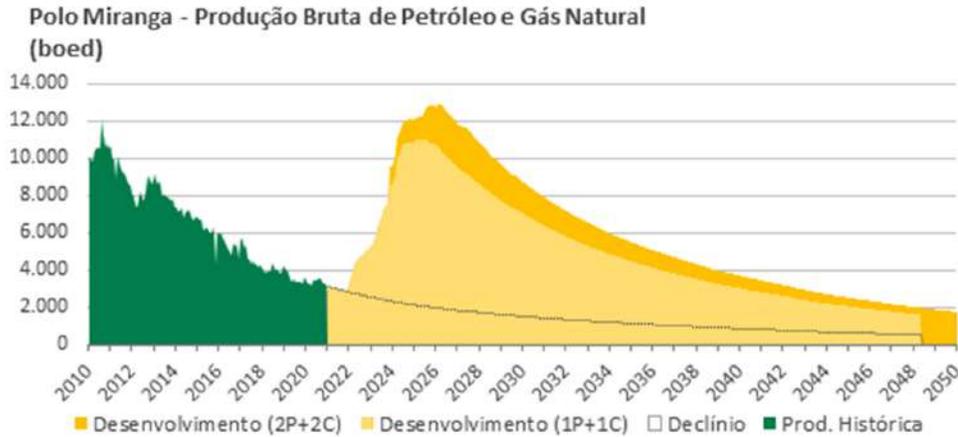
Além disso, a Companhia vem estudando alternativas de hedge destes pagamentos contingentes futuros, tendo inclusive recebido proposta indicativa no valor aproximado de US\$47 milhões à vista para fixar tais possíveis pagamentos futuros, tendo tal proposta utilizado como referência as curvas futuras de 09 de Abril de 2021.

A produção média do Polo Miranga em 2020 foi de aproximadamente 899 barris de óleo por dia (bopd) e 377 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 estará sujeito à aprovação da agência reguladora.

As operações do Polo Miranga iniciaram em 1961 e de acordo com a certificação de reservas e recursos contingentes da consultoria NSAI, conforme relatório datado de 22 de fevereiro de 2021, existem aproximadamente 63,4 milhões de barris de óleo equivalente, reservas brutas, de recursos contingentes 2C nesse ativo. Estes recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Miranga e seu subsequente *closing*, e da extensão das concessões.

A figura abaixo, demonstra a produção histórica recente do Polo Miranga, bem como as projeções de produção previstas no relatório da NSAI. Essas projeções estão sujeitas a várias premissas que podem não se materializar. Para mais informações, vide fator de risco “As avaliações dos recursos e das 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, envolvendo significativo grau de incerteza” no item 4.1 do Formulário de Referência.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas



Fonte: 2010 a julho de 2020 – Petrobras. Agosto 2020 a dezembro 2020 – ANP. 2021 em diante – Relatório de Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSA

Visando a comercialização de gás natural a ser produzido pela Companhia nos campos do Polo Miranga, a Companhia assinou Termo de Compromisso com a Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás para a venda de determinado volume de gás natural proveniente dos referidos campos. O acordo tem como condições precedentes, dentre outros, a conclusão da transação do Polo Miranga e a construção, por ambas as partes, das infraestruturas necessárias para a interconexão entre os sistemas de produção e distribuição e estabelece as condições e cláusulas essenciais que serão refletidas no contrato a ser celebrado entre as partes.

Estudo de Caso: Campo Mata de São João

O plano de recuperação do campo de Mata de São João demonstra a capacidade de execução da Companhia, tendo sido capaz de alavancar a produção de petróleo de 111 bopd para 1.714 bopd em 15 anos. A operação do campo, em 2000, contava com 6 poços produtores, 1 injetor, e uma pressão no reservatório de 290 psi. Em 2020 passou-se a ter 9 poços produtores, 11 injetores e uma pressão de reservatório entre 1.200 e 1.400 psi.



Fonte: 1990 a 2000: Petrobras, 2000-2020: Sistema Interno de Controle de Produção.

Todas as estimativas apresentadas partem da premissa de que a Companhia será capaz de obter, junto à ANP, a extensão dos prazos dos contratos de concessão relativos a cada um dos ativos de produção ao final dos seus respectivos termos.

As informações sobre as reservas e os recursos contingentes da Companhia incluídas neste Formulário de Referência têm como base relatórios técnicos emitidos em 20 de janeiro de 2021 e 22

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

de fevereiro de 2021 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro. Para maiores informações vide item 4.1 – fatores de risco.

Para os objetivos desses relatórios, a NSAI não realizou nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinou o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigaram possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades e, portanto, suas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

Diferenciais Competitivos

Nós acreditamos estar estrategicamente posicionados para nos beneficiarmos das oportunidades de crescimento no setor de operação, desenvolvimento e revitalização de Campos Maduros terrestres no Brasil que vêm surgindo a partir do programa de desinvestimentos da Petrobras e da abertura do setor de gás natural. Acreditamos que nosso histórico, único no setor, assim como diversos outros diferenciais competitivos listados abaixo, em conjunto com o momento histórico pelo qual passa o setor no Brasil, proporcionam uma enorme oportunidade de geração de valor para nossos acionistas.

Modelo de negócio comprovado, escalável e com capacidade de execução diferenciada

Acreditamos ser a única operadora independente que pode demonstrar efetiva experiência, escala e sobretudo um *track record* positivo no desenvolvimento de Campos Maduros nas bacias terrestres brasileiras.

Ao longo de mais de 20 anos de operações, nós desenvolvemos e temos aprimorado um modelo de negócio comprovado e que acreditamos ter capacidade de execução diferenciada. O sucesso deste modelo se demonstra pelos sólidos resultados operacionais e financeiros apresentados ao longo de nossa trajetória, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, inclusive em meio à recente pandemia e recessão global.

Dentre estes resultados destacamos a grande geração de caixa durante o período, mesmo com um investimento significativo no desenvolvimento de nossos campos, e incrementos significativos nos volumes de reservas provadas, mesmo após décadas de produção. Como exemplo, em nossos 21 anos de operação na bacia do Recôncavo, as nossas reservas brutas 2P+2C (*working interest*) (reservas provadas mais prováveis e melhor estimativa de recursos contingentes) passaram de 9,7 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) em fevereiro de 2000 para 23 milhões de boe em dezembro de 2020, sendo as reservas 2P 6,5 milhões e os recursos contingentes 2C 16,5 milhões, de acordo com os relatórios de reserva da Ryder Scott e NSAI, respectivamente, sendo que nesse mesmo período a produção acumulada foi de cerca de 32 milhões de BOE. Neste mesmo período, a Companhia distribuiu dividendos para seus acionistas num montante de aproximadamente R\$ 440 milhões.

Adicionalmente, os resultados observados no primeiro ano de nossas operações na Bacia Potiguar atestaram a escalabilidade deste modelo de negócios. A produção de óleo dos 30 campos operados nesta Bacia, entre a data de início das operações em dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2020, registrou um aumento de cerca de 40% no período, e as reservas 2P + 2C líquidas incrementaram em aproximadamente 13% quando comparadas com a certificação de reservas de 31/12/2018 e descontada a produção no período, mesmo com todas as condições desafiadoras deste período por conta da crise causada pela COVID-19.

Nós acreditamos deter uma capacidade de execução diferenciada e que os resultados positivos reportados se devem, principalmente, ao nosso expertise como operadora, já que operamos quase todos os campos nos quais detemos interesse econômico. Apenas nos campos operados na Bacia do Recôncavo, executamos ao longo da nossa trajetória mais de mil projetos de intervenção em poços (*workovers*) e dezenas de perfurações de poços em áreas de reservas provadas ou prováveis, tendo sido capazes de gerar ao longo dos anos ganhos de produtividade e redução nos custos de intervenção e perfuração.

Acreditamos que esta capacidade nos permite gerenciar melhor nossas atividades e controlar custos, levando a um contínuo aprimoramento do modelo negócio e a incorporação de habilidades e áreas de expertise levando a uma execução mais segura, eficiente e com mais escala.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Ativos operados já em produção, com volume expressivo de Reservas de hidrocarbonetos de qualidade e baixo risco

Nós nos especializamos na operação de Campos Maduros que, em geral, apresentam infraestrutura bastante desenvolvida e baixo risco exploratório. Os campos nos quais detemos interesse econômico, ou que estão em processo de aquisição, têm volumes expressivos de Reservas 2P e 2C, sendo que as reservas 1P + 1C representam 78% do total. As reservas 1P totalizam 24,3 milhões de barris de óleo equivalente e representam 79% das reservas 2P, enquanto os recursos contingentes 1C totalizam 81,7 milhões de barris de óleo equivalente e representam 77% dos recursos 2C. As Reservas Provadas (1P) e os Recursos Contingentes de Menor Estimativa (1C) possuem a mais alta probabilidade de sucesso de recuperação dentre as categorias estabelecidas no setor e o mais baixo grau de incerteza, o que se traduz em um menor risco potencial em relação às atividades exploratórias.

Os nossos ativos destacam-se ainda por uma produção de óleo de altíssima qualidade (°API médio superior a 35 na Bacia do Recôncavo e entre 25 e 37 na Bacia Potiguar). A produção de gás natural também apresenta boa atratividade comercial, elevado poder calorífico, que se traduz em bom potencial para produção de Líquidos de Gás Natural, tais como o GLP, e sem a presença de contaminantes em valores expressivos ou além dos limites regulatórios vigentes. Os hidrocarbonetos são em geral produzidos a partir de reservatórios convencionais, com boas qualidades físico-químicas e características permo-porosas que permitem o desenvolvimento adequado, com métodos e custos compatíveis com os preços atuais de óleo e gás no mercado, propiciando a atuação no sentido de maximizar os fatores de recuperação, muito além dos volumes até então produzidos.

Administração experiente, com alto comprometimento, e suportada por sócios fundadores comprometidos e focados na indústria

Uma grande parte do nosso time executivo trabalha em conjunto há pelo menos 13 anos, sendo que o COO e CFO estiveram envolvidos com a Companhia desde a sua fundação em fevereiro de 2000. A alta administração é composta por diretores e gestores altamente comprometidos, com alinhamento de interesses com os acionistas, sendo vários deles egressos do programa de trainee desenvolvido pela Companhia ao longo de mais de uma década.

Contamos com uma equipe experiente composta por profissionais técnicos especializados em atividades de produção, gestão de reservatórios, perfuração, serviços especializados, manutenção, gestão e administração de projetos, direcionadas especificamente a operações de Campos Maduros de petróleo e gás.

Além disso, os acionistas fundadores da Companhia, PetroSantander e Perbras, que atualmente detêm 49% e 14% (incluindo participações detidas pelos sócios da Perbras), respectivamente, da nossa participação, possuem vasta experiência na operação de campos maduros e na prestação de serviços para o setor de petróleo e gás no Brasil e no exterior. A PetroSantander é especializada na operação de campos maduros onshore e na prestação de serviços para o setor de petróleo e gás no Brasil e no exterior, conduzindo atividades similares às nossas nos Estados Unidos, Colômbia e Romênia. A Perbras é uma empresa brasileira que opera há mais de 55 anos no setor brasileiro de petróleo e gás mediante a prestação de serviços de suporte e demais serviços a empresas do setor de E&P. Acreditamos sermos capazes de tirar proveito máximo das melhores oportunidades em nosso setor de atuação porque contamos com o suporte da expertise técnica dos nossos acionistas fundadores.

Operações eficientes, estrutura verticalizada de baixo custo e disciplina financeira elevada

Buscamos operar dentro de um modelo "low cost" que permita a operação lucrativa de campos maduros mesmo em condições adversas de preços. Para tanto, procuramos combinar baixos custos de desenvolvimento, baixos custo de extração, manutenção e "overhead", com uma elevada disciplina financeira, onde cada projeto a ser executado é rigorosamente avaliado sob a perspectiva de risco/retorno e priorizado/aprovado com base nesta avaliação. Esta combinação nos permite executar mais atividades de desenvolvimento, aumentar a produção e otimizar a recuperação dos campos operados.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

As características e história do desenvolvimento da indústria “*onshore*” no Brasil, sobretudo a longa predominância de um único operador com características de NOC (“*National Oil Company*”), tem gerado o que acreditamos ser distorções no mercado, sobretudo na área de serviços de campo (“*oilfield services*”). Altos custos de serviços especializados, combinados com baixa disponibilidade de equipamentos, e sobretudo carência de mão de obra capacitada são potenciais obstáculos ao desenvolvimento e operação de campos maduros de forma produtiva e contínua. Estes fatores têm se agravado em decorrência do período relativamente longo de sub investimento nos campos terrestres pela operadora dominante. Historicamente, tendo enfrentado estes obstáculos por duas décadas, nós optamos por desenvolver uma estrutura operacional verticalizada, onde as principais atividades são constantemente avaliadas quanto a necessidade e viabilidade para internalização, considerando as economias de custo, sinergias e autonomia operacional que podem ser obtidas.

Procuramos internalizar atividades críticas tais como serviços de perfuração, reparo de poços, intervenções diversas em poços incluindo “*workovers*”, operações de estimulação em poços (acidificações e estimulações orgânicas), operações de cimentação de necessárias durante a construção e durante a vida útil dos poços, operações de abandono de poços, dentre outros inúmeros procedimentos e processos essenciais ao desenvolvimento dos campos que operamos. Operamos internamente uma expressiva frota de equipamentos de “*oilfield services*”, tais como sondas de *workover*, *wellservice* e *perfuração*, unidades de bombeio e estimulação, dentre outros. Em dezembro de 2020, além da internalização dos equipamentos, temos ainda cerca de 40% da nossa força de trabalho alocada na execução destes serviços, com baixo *turnover*, compensação e benefícios atrativos, sendo capacitada para exercer suas funções com maior segurança e capacitação. A nossa administração identifica este aspecto como um diferencial competitivo que acredita ser de fundamental relevância para a escalabilidade de nosso modelo de negócios, como demonstrado pela rápida e eficaz incorporação dos ativos na Bacia Potiguar. A necessária maturação de procedimentos e processos internos em áreas críticas ao desenvolvimento leva tempo.

Os ganhos de eficiência e redução de custos dos serviços internalizados são evidenciados, por exemplo, por nossa eficiência de sondas de *workover* e *perfuração*, além dos baixos custos de operações de estimulação, quando comparados com serviços realizados por terceiros. Ao avaliar o tempo médio de intervenções de sondas em poços da Companhia, constata-se que o tempo médio dos serviços realizados por sondas e equipes próprias é de 3,29 dias, comparado com a média de 3,72 dias quando os mesmos serviços são realizados com sondas e equipes de terceiros, o que dá um ganho que produtividade de 12% (dados internos da Companhia). No caso das operações de *perfuração*, a velocidade média das três *perfurações* realizadas pela Companhia com sonda e equipes próprias em 2020 foi de 150 m/dia (dados internos da Companhia, considerando profundidade total *perfurada* dividido pelo tempo de *perfuração*), enquanto que a velocidade média das 6 *perfurações* realizadas em poços terrestres em campos de outros operadores em bacias maduras do Brasil foi de 86 m/dia (fonte: ANP). Com relação a operações de *fraturamento*, o custo médio acumulado desde o início da operação da unidade própria, no primeiro trimestre de 2019, é de 32,75 mil dólares por operação (estudo interno da Companhia), enquanto que a média de custo de operações similares quando executadas por terceiros seria de 75,40 mil dólares (baseado em propostas comerciais), o que representa uma redução de 57%.

Além dos benefícios de uma estrutura verticalizada conforme descrito acima, temos implementado um processo contínuo de Transformação Digital e aplicação de Internet das Coisas em ambiente Industrial (IIOT). Esta iniciativa, que passa pelo monitoramento remoto por dados e imagem de poços, estações, equipamentos, facilidades e processos, visa garantir a redução do volume de perdas de produção, alcançar a excelência na gestão de ativos e incrementos de produtividade em geral, sobretudo resultantes do modelo operador/mantenedor e da extensiva coleta e análise de dados de operação, gerando modelos preditivos e contribuindo para aumentar a sustentabilidade, eficiência e a competitividade das nossas operações.

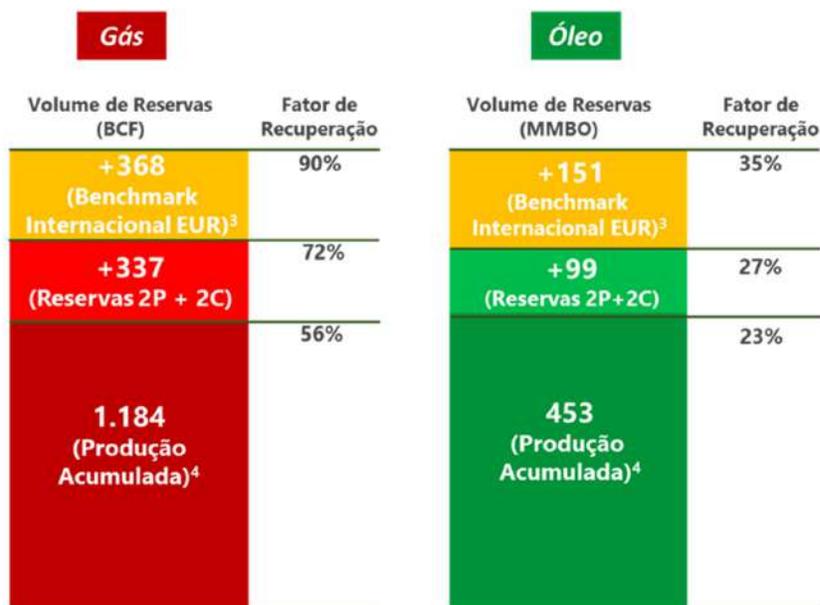
7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Alto potencial de crescimento orgânico e através de aquisições potenciais

Os nossos ativos de produção estão localizados nas bacias do Recôncavo e Potiguar, que possuem um dos maiores volumes de hidrocarbonetos dentre as bacias *onshore* maduras no Brasil, de acordo com a ANP. As nossas concessões e os campos que operamos por meio do CPCR contêm um volume total significativo de Petróleo Original *in situ* que, em muitos casos, ainda estão longe de alcançar os percentuais de recuperação ótimos, ou mesmo dentro de padrões internacionais, de reservas maduras convencionais.

Em dezembro de 2020 o fator de recuperação médio de óleo dos campos dos Distritos Recôncavo e Potiguar e do Polo Miranga, definidos como Percentual do Original Oil in Place (OOIP) estava em cerca de 23%. Somando-se as reservas 2P e 2C certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 27%. Baseado em referências internacionais, a expectativa de recuperação final (*Estimate Ultimate Recovery – EUR*) de petróleo para reservatórios convencionais como os operados pela Companhia seria em torno de 35%. Para efeitos de comparação, a ANP estima que a expectativa de recuperação final média do Brasil é 21%, enquanto na Noruega, por exemplo, somente para o petróleo, esse fator chega a mais de 50%.

Para gás natural, o fator médio de recuperação era de 56%. Somando-se as reservas 2P e 2C de gás certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 72%. Estes baixos fatores de recuperação atualmente verificados nos nossos ativos, mesmo considerando-se as reservas certificadas até o momento, indicam que os mesmos oferecem a oportunidade para o desenvolvimento e implementação de inúmeros projetos específicos de otimização do ponto de vista de gestão de reservatório e projetos de recuperação avançada de modo a garantir que continuemos agregando reservas adicionais nos próximos anos.



Fonte: histórico de produção obtidos no sistema interno de controle da produção para a produção cumulativa e Relatórios de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI

Notas: 1) Reservas brutas 2P + 2C de acordo com o Relatório de reservas; 2) As reservas brutas e o percentual nos campos operados em consórcios correspondem a 151 MMBOE 2P + 2C; 3) Benchmark internacional EUR é uma estimativa adotada pela companhia e não é certificado pela NSAI; 4) Produção acumulada até dezembro de 2020.

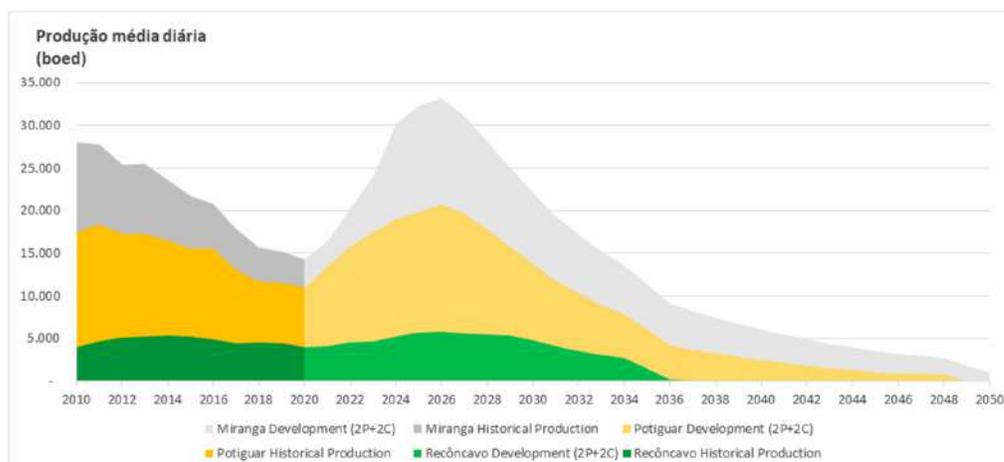
7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Temos participado ativamente do processo de gestão de portfólio e desinvestimento de ativos de exploração e produção da Petrobras. Ao longo dos últimos quatro anos alocamos recursos técnicos e financeiros na avaliação detalhada de vários ativos em bacias maduras brasileiras, sejam elas *onshore* ou *offshore* nas chamadas “águas rasas”. Ao longo deste processo concluímos a aquisição de um polo (Riacho da Forquilha), de forma pioneira dentro do processo, e firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras em outros dois polos (Remanso e Miranga). Este sucesso na aquisição de campos demonstra a nossa capacidade de estruturar projetos complexos e sermos competitivos no processo de aquisição de campos, sobretudo pelo conhecimento da atividade de *onshore* no país e pelos diversos diferenciais competitivos demonstrados. Acreditamos ainda que as aquisições efetuadas tiveram como alvo alguns dos ativos mais interessantes até o momento e que tais aquisições foram feitas por valores reduzidos e capazes de proporcionar retornos atrativos para os nossos acionistas.

Empresa	Preço de Fechamento	Contrato Assinado	Total	Produção Média 2020 (boed)	Investimento médio (MUSD/boed)
 PetroReconcavo	Riacho da Forquilha (USD 384.2 MM)	Remanso (USD 30 MM) Miranga (USD 220.1 MM)	USD 634.3 MM	14.619	43
 3R Petroleum	Macau (USD 191.1 MM)	Fazenda Belém (USD 35,2 MM) Rio Ventura (USD 94,2 MM) Recôncavo (USD 250 MM)	USD 570.5 MM	11.388	50
 Korovan OIL	-	Cricaré (USD 155 MM)	USD 155 MM	1.759	88
 Seacrest	-	-	-	-	-
 eneva	Azulão (USD 56.5 MM)	-	USD 56.5 MM	-	-
 IMETAME	Lagoa Parda (USD 10.847 MM)	-	USD 10.847 MM	-	-
 CENTRAL	Ponta do Mel (USD 7.2 MM)	-	USD 7.2 MM	-	-
 Petro	Tucano Sul (USD 3.173 MM)	-	USD 3.173 MM	-	-
 energizzi	-	Rabo Branco (USD 1.5 MM)	USD 1.5 MM	-	-

Fonte: Petrobras e ANP

Abaixo apresentamos a produção histórica e a projeção (2P+2C) dos campos do Distrito Recôncavo, Distrito Potiguar e Polo Miranga.



Fontes: Dados de Recôncavo: 2010 a 2020 – Sistema interno de controle de produção; 2021 em diante - Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI. Dados de Potiguar: 2010 a 2019 – Petrobras; 2020 – Sistema interno de controle de produção; 2021 em diante - Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI. Dados de Miranga 2010 a julho de 2020 – Petrobras; Agosto 2020 a dezembro 2020 – ANP; 2021 em diante - Relatório de Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc – NSAI

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Devemos continuar a focar esforços na avaliação dos demais ativos remanescentes dentro do Programa de Desinvestimento da Petrobras, que ainda representam cerca de 70% (equivalente a 70 mil boed, conforme dados da ANP de dezembro de 2020) da produção atual de hidrocarbonetos nas bacias maduras do nordeste brasileiro e Espírito Santo, assim como outras oportunidades para aquisições.

Desvantagens competitivas:

Em decorrência das operações da Companhia e suas subsidiárias estarem vinculadas exclusivamente à Petrobras S.A., os resultados da Companhia e de suas controladas podem ser afetados em virtude da dependência de apenas um cliente. Para maiores informações sobre desvantagens competitivas, vide item 4.1 do Formulário de Referência, descrição dos fatores de risco.

Estratégias

Pretendemos continuar crescendo de forma sustentável, seja pela aplicação de nosso comprovado modelo de desenvolvimento em ativos existentes, seja avaliando novas oportunidades de aquisição de ativos ou de desenvolvimento de negócios no setor. Dessa forma, nossa estratégia inclui as seguintes diretrizes:

Maximizar valor sobre projetos existentes

Priorizamos o aumento da rentabilidade dos nossos ativos por meio da aplicação de nosso modelo de negócio de exploração e desenvolvimento de reservas com baixos custos, disciplina na alocação de capital, da captura de sinergias e ganhos de escala, e da otimização da estrutura de capital.

Por meio de nossas recentes aquisições, ampliamos consideravelmente a nossa escala, incorporando ativos maduros com enorme potencial de desenvolvimento e significativo volume de reservas de óleo e gás de alta qualidade. Além disso, tais aquisições foram realizadas por preços competitivos e bons termos.

	Potiguar	Recôncavo	Miranga
Valor da Proposta (US\$MM)	384.20	30.00	220.10
Depósito (US\$MM)	28.82	4.00	11.00
Ajuste de Preço (US\$MM)	(32.75)	A Definir	N/A
Valor Pago ou a Pagar no Fechamento (US\$MM)	266.4	21.00 ²	44.00
Pagamentos Diferidos (US\$MM)	56.23 ³	5.00 ¹	80.10
Pagamentos Contingentes Atrelados ao preço do Brent (US\$MM)	N/A	N/A	Máx. 85.00
Taxa de Juros (Financiamento da Aquisição)	Libor 3 meses + 6.3%	N/A	USD + 4,9633% ⁴

Notas: 1) Pagamento 1 ano após o fechamento; 2) esses US\$21,00 serão ajustados, para mais ou para menos, a partir dos ajustes de preço previstos no SPA assinado com a Petrobras tendo em vista a data efetiva da transação em 1º de julho de 2020; 3) pagamento condicionado à aprovação de 11 extensões de concessão; 4) Financiamento obtido para pagamento do depósito de USD 11 milhões.

Explorar oportunidades de crescimento selecionadas por meio de aquisições de ativos de produção no Brasil e no exterior

Nós acreditamos que a privatização de campos *onshore* brasileiros representa uma das mais atrativas oportunidades no setor de petróleo e gás atualmente. Trata-se de uma base de recursos abundante e diversificada, com baixos níveis de fatores de recuperação e sub-explotados pela companhia de petróleo estatal.

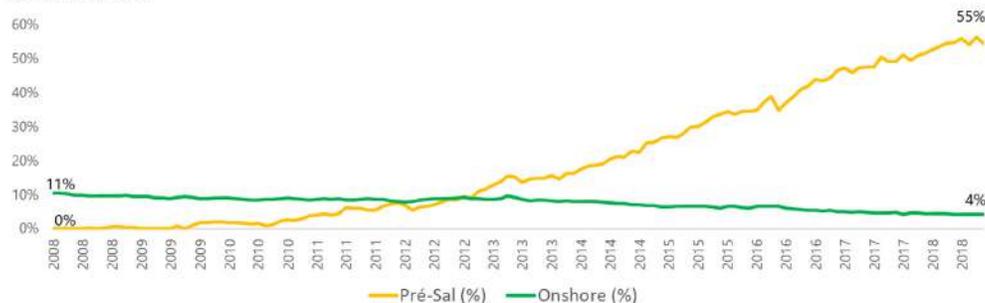
7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Pretendemos buscar aquisições seletivas de ativos que nos permitam crescer de modo oportunístico, mantendo o nosso foco em campos maduros, especialmente em áreas com potencial para ampliação dos volumes de novas reservas a baixo custo. Nosso modelo de negócio permite a replicação de processos e tecnologias em outras áreas geográficas, em especial onde podemos encontrar oportunidades que permitam a aplicação de nossa expertise a fim de agregar valor à ativos de produção sub-explotados.

Nos últimos anos, a Petrobras passou a focar suas operações para grandes projetos de exploração e produção na camada do pré-sal e em águas ultra-profundas offshore, diminuindo drasticamente a atenção e o volume de investimentos em campos maduros de óleo e gás localizados em terra.

Produção da Petrobras

como % do total



Fonte: ANP

Após as descobertas dos campos terrestres, a Petrobras também descobriu os campos de águas-rasas e, posteriormente, os campos do pré sal, que se tornaram o foco da companhia em termos de investimentos financeiros e utilização de novas tecnologias. Até meados de 2017, Petrobras manteve a estratégia de não reduzir sua presença na exploração de ativos maduros onshore apesar de ter foco reduzido para esses campos. A partir de 2017, a Petrobras apresentou uma mudança de estratégia focando nos ativos do pré sal e vendendo ativos maduros, que eram menos eficientes operacionalmente.

Mais recentemente, a Petrobras anunciou em seu planejamento estratégico que está colocando à venda todos os seus campos terrestres. Como a Petrobras ainda detém cerca de 85% de participação (market-share) da produção em terra do Brasil, entendemos que este programa de “privatização” do *onshore* brasileiro continuará a gerar excelentes oportunidades para o nosso crescimento neste nicho do setor. Acreditamos ainda que somos o operador mais bem posicionado para se beneficiar desta oportunidade.

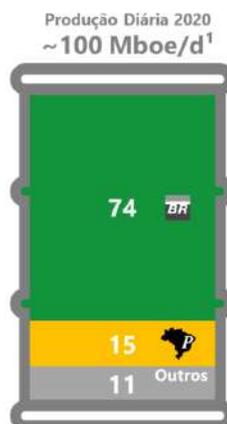
Polo	Concessões ¹	Bacia	Produção ² de óleo (bopd)	Percentual óleo leve / óleo pesado	Produção ² de gás (boed)
Alagoas	7 concessões, incluindo Anambé, Arapaçu, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Paru, Pilar e São Miguel dos Campos. Inclui UPGN Alagoas.	Alagoas (AL)	2.261	100% leve	5.291
Potiguar	O Polo Potiguar é composto por 3 sub-polos (Canto do Amaro, Alto do Rodrigues and Ubarana), totalizando 26 concessões (23 onshore and 3 offshore), localizadas no Rio Grande do Norte. Inclui 3 UPGNs, terminal marítimo e a refinaria Clara Camarão.	Potiguar (RN)	22.932	57% leve 43% pesado	586

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Bahia Terra	28 concessões onshore: Araçás, Buracica, Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Cantagalo, Cidade de Entre Rios, Fazenda Alvorada, Fazenda Azevedo, Fazenda Bálsamo, Fazenda Boa Esperança, Fazenda Imbé, Fazenda Panela entre outros, no estado da Bahia. Inclui a UPGN Catu e dois parques de armazenamento.	Recôncavo (BA)	13.907	100% leve	3.805
Carmópolis	11 concessões onshore: Carmópolis, Aguilhada, Angelim, Aruari, Atalaia Sul, Brejo Grande, Castanhal, Ilha Pequena, Mato Grosso, Riachuelo e Siririzinho, localizadas no estado Sergipe. Inclui a UPGN Atalaia e o terminal marítimo Tecarmo	Sergipe (SE)	10.092	33% leve 67% pesado	423
Norte Capixaba	5 concessões: Cancã, Leste, Fazenda Alegre, Fazenda Santa Luzia e Fazenda São Rafael. Inclui o terminal marítimo TNC.	Espírito Santo (ES)	7.016	10% leve 90% pesado	380

Notas: 1) Fonte: Sumários Executivos, Petrobras; 2) Produção diária média de janeiro a dezembro de 2020. Fonte: ANP; 3) Fonte: Painel Dinâmico ANP Dezembro / 2020 - Dados de API dos sumários de Planos de Desenvolvimento da ANP (disponível no site da ANP) . Óleo considerado pesado se API < 22°

Um volume significativo de ativos maduros onshore estão à venda pela Petrobras (conforme abaixo) e empresas menores tem menos competitividade e acesso à capital para participar dos processos de aquisição desses ativos, o que oferece ainda melhores oportunidades para empresas como a PetroRecôncavo. O tamanho da oportunidade é extremamente significativa, dado que, atualmente 74 Mboe/d são produzidos por campos em terra da Petrobras, de um total de aproximadamente 100 Mboe/d em todo o Brasil.



Fonte: ANP, média dos 12 meses de 2020

Nota: 1) Produção total de bacias maduras (ES, BA, SE/AL, RN/CE).

Outro fator importante para a competitividade da PetroRecôncavo na aquisição de novos campos é a limitada oferta de financiamento no mercado brasileiro, em que não é comum operações de *reserve based lending* (ou, RBL) e financiamentos em dólares geralmente tem taxa elevada. Apesar da visão do mercado de que o mercado de capitais de dívida deva crescer significativamente com possibilidade de maximização da estrutura de capital para empresas independentes, o mercado de capitais de dívida atual aparece como uma restrição para os competidores menores.

Conduzir operações com vistas a maximizar retornos e minimizar riscos

Temos como objetivo desenvolver os campos operados de forma seletiva, implementando projetos de acordo com análises e expectativas de risco/retorno a fim de minimizar os riscos inerentes ao

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

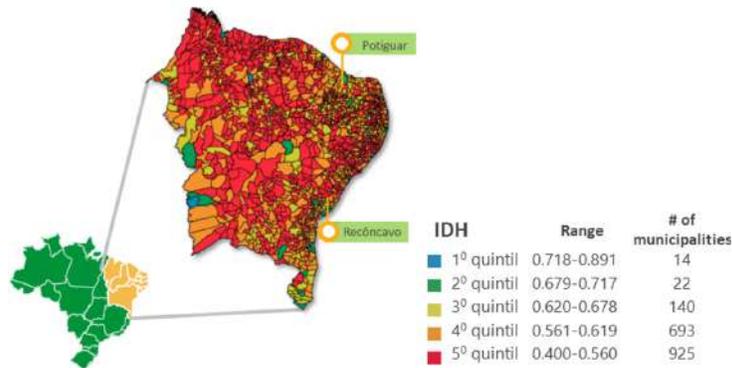
nosso negócio. Pretendemos utilizar os resultados dos projetos de menor risco como fonte de informação para validar ou ajustar as análises técnicas relativas a geologia, características de reservatórios e outros aspectos dos ativos operados, permitindo-nos gradativamente assumir projetos potencialmente de maior risco com um grau mais elevado de confiança visando obter retornos globais mais altos.

Disseminar nossas políticas de gestão de qualidade, segurança, saúde, meio ambiente e sustentabilidade

Investimos e continuaremos a investir na melhoria contínua de nossas políticas e processos de gestão de qualidade, segurança, saúde, meio ambiente e sustentabilidade, entendendo estes como valores indissociáveis do negócio e elementos críticos para a redução de riscos e custos operacionais no longo prazo. Por conseguinte, pretendemos continuar a disseminar nossas políticas de gestão nessas áreas por meio de iniciativas que incluam: (1) a disseminação da visão de que a qualidade dos produtos e serviços da PetroReconcavo e a melhoria contínua dos seus processos são de responsabilidade de todos os integrantes da organização; (2) promover o desenvolvimento e capacitação dos nossos empregados visando ao aprimoramento contínuo da qualidade, da sustentabilidade e da produtividade, com vistas a alcançar sistemas de gestão eficazes e maior lucratividade; (3) melhorar continuamente os nossos processos, produtos e serviços, estabelecendo metas e objetivos desafiadores, estimulando a inovação e atuando preventivamente: (i) na saúde, bem estar e na qualidade de vida das pessoas; (ii) na segurança das pessoas, dos processos, das informações e do patrimônio; (iii) nos aspectos ambientais e no uso racional dos recursos naturais; (iv) na qualidade de produtos e serviços; e (v) na identificação de perigos e controle e gerenciamento dos riscos.; e (4) manter um relacionamento construtivo e sustentável com as comunidades onde atuamos, gerando um impacto positivo nas regiões onde operamos.

Ainda, as áreas nas quais a PetroReconcavo atua possuem IDH relativamente baixo. Sendo assim, o fomento ao emprego e criação de oportunidades diferenciam a companhia no âmbito social.

Mapa de Calor de IDH



Fonte: IBGE

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista

7.1.a – Informações específicas de sociedade de economia mista

a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

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;

O Grupo desenvolve atividades única e exclusivamente de extração de Petróleo e Gás Natural (E&P), seja na prestação de serviços, seja na venda de produtos, que representa 100% da receita líquida da Companhia.

As informações reportadas a Administração da Companhia (principal tomador de decisões operacionais) para alocar recursos e avaliar o desempenho são revistos mensalmente através dos relatórios gerenciais de resultado que apresentam as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia investimentos, gastos, produção, outros indicadores operacionais e toma suas decisões com base nas informações consolidadas de todas as empresas do grupo.

Desde 2000, a Companhia vem reabilitando 12 campos maduros na região do Recôncavo Baiano no âmbito do contrato de produção celebrado com a Petrobras. Para informações sobre os campos maduros reabilitados, vide item 7.1 deste Formulário de Referência.

(b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor; e

Segmento	E&P Petróleo e Gás		
	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2020	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2019	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2018
Receita Líquida (R\$ milhões)	787,8	339,9	299,7
% em relação à Receita Líquida Consolidada	100%	100%	100%

(c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.

Segmento	E&P Petróleo e Gás		
	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2020	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2019	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2018
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ milhões)	(81,8)	63,7	72,9
% em relação ao Lucro Líquido Consolidado	100%	100%	100%

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 petróleo se iniciam na fase de exploração, por meio de pesquisas geológicas e perfuração de poços exploratórios. Após a perfuração do poço explorado, em caso de descoberta de uma reserva de petróleo, é iniciada 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.

Após o desenvolvimento, é iniciada a fase de produção onde todos os equipamentos já estão instalados e operando. Essa é a fase em que a operadora recupera o investimento feito durante as fases de exploração e faz a gestão dos reservatórios de maneira que se extraia 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 passou do pico e está em fase de declínio, mas que podem apresentar oportunidades de redensolvimento com a aplicação de técnicas de recuperação secundária ou otimizando a forma de operar os campos.

Atualmente, a Companhia desenvolve a totalidade de suas atividades na Bacia do Recôncavo, localizada no Estado da Bahia e na Bacia Potiguar, localizada no estado do Rio Grande do Norte.

O segmento de produção de petróleo e gás, no qual a Companhia atua tem por base contratos de concessão celebrados com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, via de regra, são constituídos por duas fases: exploração e produção, as quais são descritas abaixo:

- a. **Exploração:** A fase de exploração precede a fase de produção e tem por objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural. O contrato estabelece um prazo, durante o qual o concessionário ou contratado deve desenvolver atividades exploratórias de geologia e geofísica, visando ao maior conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, em especial do bloco adquirido.

As atividades exploratórias envolvem a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, perfuração e avaliação de poços, dentre outras, devendo obrigatoriamente contemplar o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) acordado com a ANP.

Também é nessa fase que o concessionário ou contratado realiza as avaliações de descobertas e, caso conclua pela viabilidade econômica da descoberta, declara a comercialidade das áreas. Ainda na fase de exploração, caso não haja interesse econômico, o concessionário ou contratado realiza a devolução das áreas para a União;

- b. **Produção:** é a fase que se divide em etapa de desenvolvimento e etapa de produção
 - Etapa de desenvolvimento: quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada. Neste momento são realizadas, por exemplo, a perfuração dos poços produtores, a construção das instalações de superfície e dos gasodutos e oleodutos que escoarão a produção.
 - Etapa de produção: quando, com toda a infraestrutura já instalada, o campo passa a produzir petróleo e/ou gás para abastecer o mercado. Esta etapa é a mais longa de todo o ciclo de vida de um campo de petróleo, podendo se estender por décadas a depender da capacidade produtiva do campo. Nesta etapa, o petróleo e o gás são extraídos dos reservatórios subterrâneos e transportados para estações de tratamento para serem comercializados.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

É na fase de produção que a operadora (caso bem-sucedida) recupera os investimentos feitos durante a fase de exploração e faz a gestão dos reservatórios de maneira que se extraia 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 passou do pico 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 os campos.

A ANP adota a seguinte definição para campos maduros, conforme RESOLUÇÃO ANP Nº 749, DE 21.9.2018 - DOU 24.9.2018:

“Campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: {Produção Acumulada (boe) / Produção Acumulada (boe) + Reservas 1P(boe)}”.

A seguir, apresentamos informações detalhadas acerca de cada uma de tais fases.

a. FASE DE EXPLORAÇÃO

A fase de exploração se inicia com a aquisição de um bloco exploratório terrestre ou marítimo, através de leilão realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”). De posse das informações geológicas da região, cedidas pela ANP, após o arremate do bloco, são realizados estudos geológicos avançados sobre o bloco em questão. Após realizados esses estudos, são perfurados poços exploratórios, com o objetivo de confirmar fisicamente as informações obtidas através das análises geológicas.

Uma vez constatada a viabilidade técnico-financeira do campo explorado, é declarada a sua comercialidade, junto à ANP, momento em que é necessária a apresentação de um plano de desenvolvimento da produção, documento no qual é especificada a quantidade e a localização dos poços a serem perfurados, além da estrutura que será montada para a produção de petróleo e gás, dentre outras informações.

b. FASE DE PRODUÇÃO

i. ETAPA DE DESENVOLVIMENTO

A partir da apresentação do plano de desenvolvimento da produção à ANP, inicia-se a fase de desenvolvimento do campo de petróleo e gás, que consiste na perfuração e complementação dos poços de produção, e a instalação dos equipamentos e infraestrutura necessários à produção.

b.1 Perfuração de Poços de Produção

Tecnicamente, a perfuração consiste no conjunto de várias operações e atividades necessárias para atravessar as formações geológicas que formam a porção superficial da crosta terrestre, com objetivos predeterminados, até atingir-se o objetivo principal, que é a prospecção de hidrocarbonetos.

Nas atividades de perfuração de poços, utilizam-se sondas de perfuração que consistem em um conjunto de equipamentos bastante complexos, existindo grande variedade de tipos. Tais sondas podem ser terrestres ou marítimas, conforme o local de operação. No caso das operações da Companhia, são utilizadas somente sondas terrestres, já que as atividades da Companhia são desenvolvidas exclusivamente *onshore*.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

b.2 Completação

A completção consiste no conjunto integral de operações de modo a deixá-lo pronto, sob aspecto de subsuperfície, para início de operação.

Para escoamento da produção do poço é necessária a instalação de uma malha de linhas de produção. Essas linhas são conectadas à cabeça dos poços e têm por objetivo levar o óleo e o gás dos poços até as estações coletoras, cujos componentes essenciais são vasos separadores, tanques de armazenamento e bombas. Tais estações coletoras são responsáveis pela coleta e distribuição da produção dos campos de petróleo.

Alguns poços, tanto terrestres como marítimos, não possuem a pressão necessária para uma produção espontânea de petróleo por estarem situados em regiões exploratórias já maduras. Nestes casos, faz-se necessária a instalação de uma unidade de bombeamento artificial, no caso de poços terrestres, e/ou o aumento induzido da pressão dos reservatórios através da técnica de injeção de gás, água ou vapor por meio de poços injetores.

ii. ETAPA DE PRODUÇÃO

É a fase da produção propriamente dita, em que o petróleo e o gás são extraídos dos reservatórios subterrâneos e transportados para estações de coleta e tratamento para serem processados.

No processo de produção da Companhia, foram estabelecidas as seguintes fases: (i) acompanhamento e controle da produção, (ii) armazenamento e tratamento primário da produção; e (iii) transferência de entregas ao comprador. A seguir, apresentaremos uma breve explicação a respeito de cada etapa, assim como as principais atividades nelas desenvolvidas e o resultado esperado em cada etapa.

c.1 Acompanhamento e Controle da Produção

Uma vez planejado e executado o programa de trabalho, deve-se acompanhar e controlar a produção do poço. Nesta fase, existe uma interação quase que horária para que, em função dos novos e mais recentes dados e informações da produção, as atividades de operação e manutenção sejam sempre ajustadas e priorizadas de forma a maximizar a produção, ou seja, para que cada poço produza o máximo possível dentro do seu potencial.

Diariamente, são verificadas as condições e o estado do poço, *in loco* e/ou por tele monitoramento, e, nesse contexto, os operadores verificam se o poço está produzindo, se existem vazamentos, se os equipamentos necessitam de reparos, e se a área do poço está livre de vegetação. Também são monitorados dados de pressão e vazão de produção, níveis de fluido, amperagem dos motores etc., bem como são realizados testes em poços para avaliar sua performance e para adotar as providências de correção dos desvios.

c.2 Armazenamento e Tratamento da Produção

Nas estações coletoras, que são parques de tancagem, é recolhida e armazenada a produção de óleo, gás e água que chegam aos tanques por meio de tubulação (oleodutos ou gasodutos) ou eventualmente por caminhão tanque. Na operação da Companhia existem diversas estações coletoras sendo que algumas delas também dispõem de compressores que permitem a produção e escoamento de gás dos campos em sua vizinhança.

As estações dispõem de vasos tratadores e separadores que, através de tratamentos físicos e químicos, colocam o óleo e o gás nas especificações de venda, uma vez que, no seu estado natural, estes hidrocarbonetos apresentam contaminantes indesejáveis como água, sais e enxofre, entre outros.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



Tanques de armazenamento da Estação Lagoa de Paulo Norte

c.3 Transferência de Entregas

Óleo

Estando o óleo dentro das especificações de venda, o cliente é então contatado antes de iniciar-se a transferência, de acordo com a programação estabelecida com o cliente, em data e hora determinadas pelas partes. Uma vez acordado sobre a transferência, a operação se dá por oleodutos ou em alguns poucos casos por caminhão tanque.

Gás

O gás é entregue continuamente através de gasodutos. A medição do volume entregue é feita, também de maneira contínua, por registradores que emitem uma carta de medição, ou por registradores eletrônicos de vazão.

iii. Reabilitação e revitalização de Campos Maduros - Novos Projetos de Investimento

Os investimentos no processo produtivo da Companhia têm por objetivo a produção das reservas de petróleo e gás natural com segurança e em atendimento aos requisitos legais.

A maior parte da produção atual da Companhia se dá em campos maduros, que é como são denominados os campos de petróleo descobertos há muito tempo atrás, que já produziram pelo menos metade das suas reservas recuperáveis totais, normalmente com um relevante histórico de produção passada.

A maiorias dos campos hoje operados pela Companhia foram recebidos com mais de 20 anos de produção efetivada. Ou seja, no passado, quando de sua fase exploratória, no início dos trabalhos de pesquisa, estudos específicos de geologia, constataram uma potencial área produtora de petróleo. Foram furados os poços exploratórios e delimitadas as jazidas. Nestas jazidas, foram produzidos os hidrocarbonetos acumulados nos reservatórios durante décadas.

Após esse período, na fase madura de suas vidas, estes poços apresentam uma baixa na sua produtividade, o que requer novos estudos, com ferramentas e técnicas mais avançadas tecnologicamente, que permitam identificar, com maior assertividade, novos potenciais dentro de uma área já conhecida. Através da análise do resultado desses estudos é também possível obter um incremento na produção dos campos e/ou dos poços, alterando seus projetos de equipamento de elevação artificial, além de alterações nas instalações coletoras desta produção que eliminem gargalos de produção.

Grande parte dos investimentos recentes da Companhia tem sido no sentido de implementar projetos de recuperação secundária (uma das técnicas disponíveis para reabilitação e rejuvenescimento dos campos maduros) nestes campos operados. Tais projetos objetivam a extração de volumes adicionais de hidrocarbonetos líquidos ou gás natural através de sistemas

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

de manutenção de pressão no reservatório, tais como injeção de água ou injeção de gás. No caso da Companhia, utiliza-se o método de injeção de água, que tem sido um dos métodos de recuperação secundária de petróleo mais usados na indústria. Tal método consiste na injeção de água em reservatórios depletados para recuperação ou manutenção da pressão do reservatório e, por consequência, manter a capacidade de produção e aumentar a recuperação de petróleo. Quando o sistema de injeção é adequadamente desenhado, tem-se ainda o efeito de varredura do reservatório, deslocando o petróleo em direção aos poços produtores.

A complexidade dessas atividades e a exigência de alta capacitação da equipe e altos investimentos em equipamento para que sejam alcançados os resultados demandam que a Companhia mantenha dentro de seu quadro de profissionais um núcleo de engenheiros e geólogos habilitados e capacitados nas diversas áreas da engenharia de petróleo.

Para melhor compreensão do processo acima relatado, apresentam-se a seguir suas diversas etapas, ressaltando que esta divisão não é bem estabelecida na vivência prática das operações, sendo comum, o retrocesso à etapa anterior para reanálise ou redefinições sendo continuamente retroalimentadas a partir de resultados obtidos no decorrer das operações.

d.1 Avaliação e Estudos dos Reservatórios

Nesta primeira fase, avaliam-se os reservatórios a partir de dados geológicos já existentes, vez que, como dito antes, tratam-se de campos maduros e já explorados. Dentre esses dados, estão: sísmica, estudos de campo, estudos litológicos de amostras, perfis que foram corridos nos poços e dados de produção obtidos ao longo da vida produtiva do poço, onde foram registrados ao longo do tempo os volumes produzidos dos diversos fluidos (água, gás e óleo), bem como os de testes de pressão estática e de fluxo destes poços. Assim, através de simulações com uso de *software* específico, são melhor conhecidos os dados de reservatórios, como por exemplo, sua dimensão (área e altura), tipo de reservatório (bolha de gás, capa de gás, óleo puro, óleo em solução etc.), sua estrutura estratigráfica, nível de porosidade e de saturação de fluidos, sua permeabilidade, grau de compactação, temperatura, etc.

Este processo de "melhor conhecimento do reservatório" norteará todas as ações a serem desenvolvidas para fins de otimização da produção do campo. Na medida em que se novos dados são obtidos, estes são de tempos em tempos, normalmente em bases anuais, reprocessados visando agregar novas informações para melhor conhecer o reservatório. Como resultado final desta fase, emite-se um relatório de reservas que irá praticamente definir o programa a ser executado naquele campo.

d.2 Elaboração do Programa de Trabalho

A partir dos dados obtidos como resultado dos estudos dos reservatórios, faz-se um planejamento completo do programa de trabalho para o período, que dura normalmente de um a cinco anos, onde são estabelecidos diferentes grupos de poços, a saber:

- a) Poços que irão manter todas as suas características;
- b) Poços que estavam fechados e irão retornar à produção;
- c) Poços que passarão de produtores para injetores e vice-versa;
- d) Poços onde será alterada a zona produtora (profundidade);
- e) Poços onde será alterado o método de elevação;
- f) Poços que irão ser estimulados, com operações especiais do tipo fraturamento e acidificação;
- g) Poços que serão tratados com aditivos químicos, do tipo n-parafina, óleo diesel, inibidores etc.; e
- h) Perfuração de novos poços produtores, injetores ou para captação de água.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

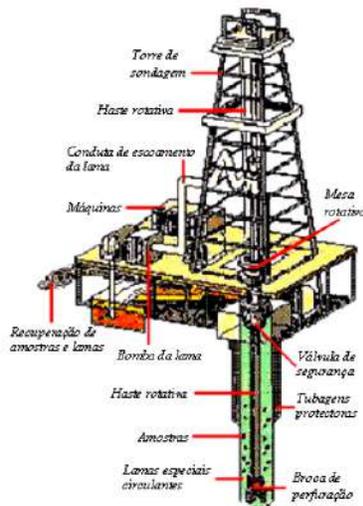


Ilustração de uma perfuração

(fonte: www.nugeo.ufop.br/joomla/.../PaginasArquivos_22_83.pdf - 30/08/2010)

Nesta fase, também se avaliam as capacidades das instalações (estações coletoras, tanques, tratadores, etc.), levando-se em conta as produções esperadas. Caso sejam necessárias ampliações, programam-se os investimentos nestas áreas.

A partir disto, começa-se a elaborar os programas técnicos de intervenção no poço, estando nestes documentos claramente definidos todos os parâmetros técnicos da execução do trabalho. Nesta fase, define-se, ainda o escopo de cada trabalho, tipos de equipamentos a serem utilizados, etc.

Elabora-se, então, o programa anual de trabalho que deverá nortear todos os trabalhos a serem desenvolvidos no período, obviamente com a flexibilidade que as boas práticas de gestão do negócio exigem.

Os planos de trabalho só podem ser executados depois de aprovados pela ANP.

d.3 Execução do Programa de Trabalho

Cabe ao grupo de operações conciliar o programa de trabalho com as intervenções de rotina, de forma a restabelecer a produção dos poços. Ademais, ao longo do período se fazem necessárias intervenções para substituição bomba de fundo, tubo furado, haste de bombeio partida, enfim, uma série de eventos que interrompem a produção dos poços.

Para este tipo de intervenção, de menor complexidade, também são preparados programas técnicos, os ditos programas de *well-sevice* ou limpeza. Nas intervenções nos poços, é normalmente requerida a utilização de uma sonda de produção. Para atender tal requerimento, a Companhia aluga e opera sondas de propriedade de sua subsidiária nos Estados Unidos, a Reconcavo America LLC, ou contrata serviços de sonda no mercado.

Abaixo, é apresentada uma descrição dos principais tipos de projetos executados.

d.4 Reabertura de Poço

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

A reabertura de um poço de petróleo é uma das formas de revitalização e rejuvenescimento e se dá quando o mesmo já serviu anteriormente como produtor, mas chegou ao ponto de sua curva de produção em que a sua produção deixou de ser viável e, por isso, foi interrompida. Porém, sendo esse poço equipado com um método de elevação mais adequado ou recebendo uma intervenção que o modernizará, poderá ter a sua produtividade restabelecida, voltando a ser um poço produtor e economicamente viável.

d.5 Conversão a Injetor

Esse tipo de investimento converte um poço que anteriormente era produtor de petróleo, isto é, um poço de extração, em um poço injetor de gás, água ou vapor, para manter ou aumentar a pressão dentro do reservatório e, assim, otimizar a produção.

Esta foi uma grande modernização realizada pela Companhia. Primeiramente, porque converteu muitos poços de extração em poços injetores e, em segundo lugar, deixou de realizar injeção de gás e passou a utilizar apenas a técnica de injeção de água, com isso, o gás que antes era utilizado para aumentar a pressão dos reservatórios passou a ser vendido.

Com a recuperação primária, normalmente se retira entre 10 e 20% do óleo do reservatório; já com a injeção de água, a recuperação (secundária) atinge um resultado entre 20 a 40%.

Para converter um poço de extração de petróleo em injeção de água, retira-se o equipamento de elevação artificial de petróleo, que é substituído por algumas conexões.

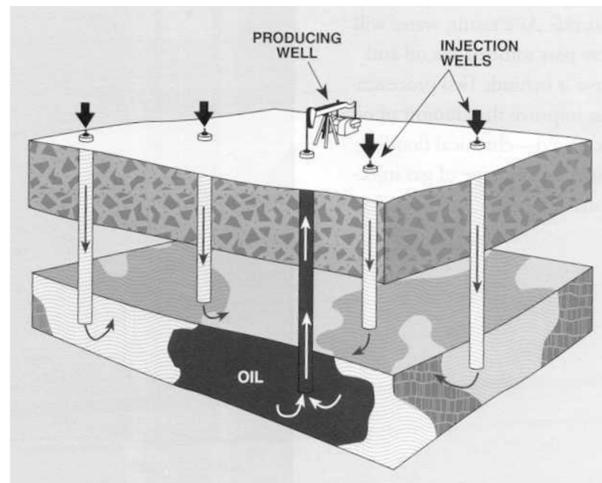


Ilustração de vários poços injetores e um produtor

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



Poço de Injeção de Água no Campo de Gomo



Bomba de injeção de água tipo HPS

d.6 Estimulação

É um tipo de operação na qual se busca aumentar a produtividade de um poço produtor de óleo e/ou gás, ou aumentar a injetividade dos poços injetores de água para descarte ou recuperação secundária. Neste procedimento alteram-se as características de permeabilidade original da rocha-reservatório.

Ressalva-se que a permeabilidade é uma das características principais das rochas para a extração de petróleo, pois se o óleo não pode transitar por ela não poderá chegar à superfície.

A estimulação é realizada quando as gargantas dos poços estão obstruídas por partículas pesadas de óleo, areia, parafina, calcificações etc. Através desse procedimento são injetados fluídos como ácido clorídrico, querosene e diesel, para limpar os túneis canhoneados, dissolvendo o agente que está tampando os furos do poço.

d.7 Fraturamento Convencional

O fraturamento convencional é uma técnica de estimulação na qual, por meio de um fluido, aplicar-se-á uma pressão contra a rocha do reservatório até causar sua ruptura. Essa ruptura, do início da parede, será propagada pelo bombeio do fluido. Ao final da fratura, estabelecer-se-á um canal de alta permeabilidade.

Esse é um procedimento especial utilizada para aumentar a permeabilidade das rochas quando estas têm permeabilidade baixa, aumentando assim sua produtividade. Nas rochas com boa permeabilidade, o procedimento de canhoneio (explicado abaixo) já é suficiente para o reservatório fluir.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

O fluido injetado leva um agente de sustentação (geralmente areia ou bauxita), que será injetado a altas pressões para romper a rocha. Quando esta se fecha novamente, a areia ou bauxita que se encontra dentro dela criará um canal poroso de alta permeabilidade fazendo com que o óleo flua para o poço.



Unidade própria de Fraturamento Hidráulico da PetroReconcavo

Convencional



- Volume injetado **73-537** m³
- Permeabilidade **5-300** mD (miliDarcy)



Não Convencional

Definição ANP¹

- Volume injetado > **3.000** m³
- Permeabilidade menor que **0,1** mD (miliDarcy)



Fonte: Resolução ANP Nº 21, DE 10.4.2014, DOU 11.4.2014, art. 1º, XI.

Nota: 1) Resolução ANP Nº 21, DE 10.4.2014, DOU 11.4.2014, art 1º, XI.

d.8 Mudança de Método de Elevação

A elevação é a chegada do fluido à superfície, podendo acontecer de diferentes maneiras, seja de forma natural ou por diferentes modos de elevação artificial. Cada método de elevação se adequa melhor aos distintos tipos de poços assim como aos distintos momentos durante o período de extração.

A Companhia utiliza 4 tipos diferentes de métodos de elevação:

a) Bombeio Mecânico (BM): método de elevação artificial que utiliza uma bomba alternativa de subsuperfície acionada por uma coluna de hastes que se estende da superfície até o fundo do poço. As hastes são movimentadas desde a superfície pelo movimento de um “cavalo mecânico” e esse movimento ativará o pistão da bomba de fundo e criará um fluxo vertical de fluidos do poço para a superfície.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



Bombeio Mecânico

b) Bombeio de Cavidade Progressiva (BCP): o bombeio por cavidades progressivas é realizado por meio de uma bomba de deslocamento positivo que trabalha imersa em petróleo. Este tipo de bombeio é muitas vezes aplicado para caso de óleo mais viscoso ou quando há grande quantidade de areia.

c) Bombas Eletro Submersíveis (BCS): método de elevação artificial que utiliza uma bomba centrífuga de subsuperfície, acionada eletricamente. Esses motores são projetados para suportar condições muito severas, pois estão sujeitos a altas pressões e altas temperaturas. Geralmente se utiliza o bombeamento eletro submersível quando um poço que produz por bombeio mecânico passa a ter um nível de vazão muito alto, e este bombeio não é suficiente para aumentar ou manter a produção. Com esse método, é possível extrair a um nível de vazão significativamente mais alto, aumentando assim a produtividade do poço.



Poço equipado com Bomba Eletro Submersível

d) Gás Lift: método de elevação artificial de petróleo onde gás é injetado continuamente com o objetivo de diminuir a componente hidrostática da perda de carga durante o escoamento do fluido através da coluna de produção, provocando uma diminuição no gradiente de pressão ao longo da tubulação. Outro método é a injeção de gás de forma intermitente elevando o fluido por meio de golfadas. O resultado é um aumento da vazão de produção.

d.9 Canhoneio

Trata-se de operação que utiliza cargas explosivas para perfurar orifícios no revestimento, cimento e formações adjacentes do poço, para estabelecer um canal de fluxo de fluido entre a formação e o interior do poço. Este processo pode ser realizado em poços fechados ou em poços abertos para aumentar a produção, abrindo novas camadas produtoras.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

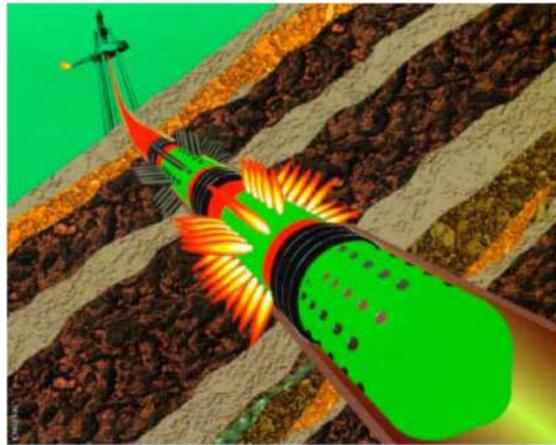


Ilustração do processo de canhoneio

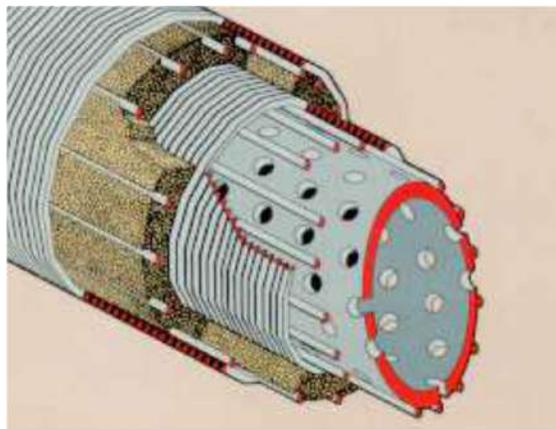


Ilustração do canhão

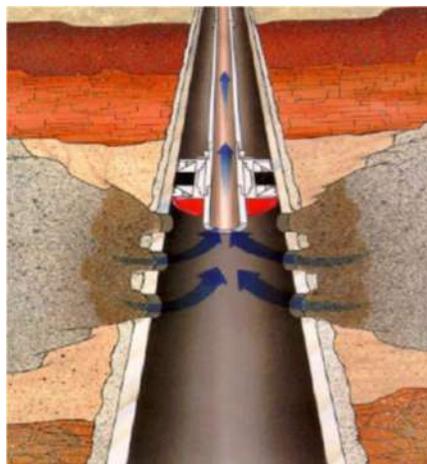


Ilustração do processo de canhoneio

d.10 Instalações

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

É o conjunto de instalações e equipamentos de superfície que são utilizados num campo de extração e/ou produção, necessários para produzir hidrocarbonetos, tais como bombas, compressores, linhas, separadores, medidores, equipamentos de segurança etc.

Os principais investimentos em instalações realizados pela Companhia são representados pela construção de estações coletoras e armazenadoras de água para injeção nos poços. Com a implantação de diversos projetos de injeção de água em larga escala, surgiu a necessidade de se construir maiores instalações para recebimento, separação, armazenamento e bombeamento de água para ser re-injetada nos poços. Como essa água é salobra, não poderá ser lançada na superfície, sendo necessários mais tanques para armazená-la e posteriormente reinjetada em outros poços, modernizando o modo de elevação e evitando danos ambientais.

Seguros

A Companhia acredita que suas coberturas de seguros apresentam valores e abrangência razoáveis e consistentes com a natureza de suas atividades, os riscos envolvidos em suas operações e o padrão de toda a indústria de petróleo e gás.

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil, D&O, entre outros.

Os principais ativos, responsabilidades ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

Modalidades	Moeda	Importâncias seguradas
Riscos ambientais	US\$	6.050.000
Danos materiais	US\$	55.793.000
Responsabilidade civil	US\$	3.000.000
D&O Empresarial	R\$	15.000.000

(b) características do processo de distribuição;

A indústria de petróleo e gás natural é dividida nos segmentos de exploração e produção (upstream) e de transporte, refino e comercialização (downstream). A Companhia atua no segmento de upstream, que normalmente inclui o escoamento do óleo e/ou gás natural do poço produtor até estações coletoras e daí para pontos de entrega previamente acordados com os compradores destes produtos. No caso da Companhia, a produção de petróleo e gás natural dos diversos campos é escoada, em sua grande maioria, via oleodutos e gasodutos até pontos de entrega contratualmente acordados com a Petrobras. Em alguns casos a entrega de petróleo bruto ao comprador se dá via carro tanque.

- 1) **Polo Riacho da Forquilha:** toda a produção dos poços situados nos 30 campos operados pela Companhia é escoada via oleodutos, gasodutos e em alguns pouco casos por carretas para diversas estações coletoras e de tratamento existentes nestes campos. Estes campos, por sua vez são interligados através de oleodutos e gasodutos de modo que a medição fiscal do polo é realizada da estação de Upanema.

Conforme contrato de compra e venda de petróleo em vigor com a Petrobras, a Potiguar E&P concorda em vender e a Petrobras em comprar, todo o volume de petróleo objeto deste contrato. O Local de Medição do petróleo é a Estação de Medição de Petróleo e Gás Natural composta de sistema de circulação de petróleo para verificação do BSW, medidor de vazão do Tipo Turbina e analisador de BSW em linha de petróleo instalado na Estação Coletora de Upanema de propriedade da Potiguar E&P, localizada no Município de Upanema, localizado a 60 km da Cidade de Mossoró, Estado do Rio Grande do Norte. Entende-se por Ponto de Entrega do petróleo objeto deste Contrato a Estação de Estreito B (ET-B) - Latitude: 5°14'15.78" S, Longitude: 36°30'28.14" W, UTM 39°W – SIRGAS 2000 – N: 9420509.88 E: 776253.73, localizada no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Por sua vez, toda a produção dos 4 campos não-operados pela Potiguar E&P é escoada por carretas para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos da UO-RNCE, de propriedade da Petrobras, localizada no Município de Guimarães, Estado do Rio Grande do Norte.

Conforme contrato de compra e venda de petróleo em vigor com a Petrobras, a Potiguar E&P concorda em vender e a Petrobras em comprar, todo o volume de petróleo objeto deste contrato. O Local de Medição é a Plataforma de Recebimento de Petróleo da TRANSPETRO, instalada na Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos da UO-RNCE, de propriedade da Petrobras, localizada no Município de Guimarães, Estado do Rio Grande do Norte. Entende-se por Ponto de Entrega do petróleo objeto deste Contrato, o flange de entrada da tubulação fixa do navio tanque (NT) nomeado pela Petrobras, quando este NT estiver atracado e amarrado ao Quadro de Bóias do Terminal Aquaviário de Guimarães, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, Brasil.

2) Polo Remanso:

a. Campos cujas concessões pertencem à Petrobras e que são operados pela Companhia conforme o Contrato de Produção.

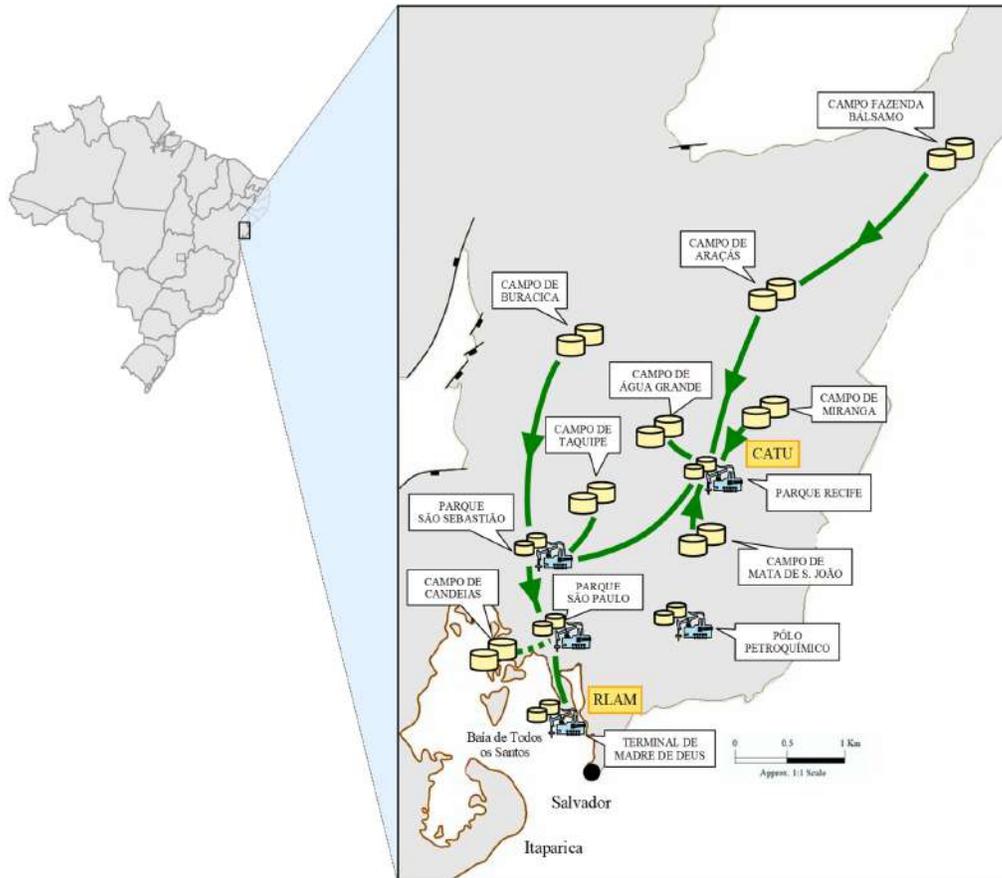
Para os 12 campos cuja concessão é de titularidade da Petrobras, o contrato respectivo prevê que a Petrobras receberá toda a produção de petróleo e gás natural deles decorrente, sendo definido contratualmente um ponto de entrega para cada campo ou complexo, onde se dá a medição de volumes para efeito de faturamento e transferência de responsabilidade. De um modo geral, a produção dos campos do Complexo Centro e Sul é centralizada via dutos ou via carros-tanque em estações centralizadoras de tratamento e transferência operadas pela Companhia, onde é efetuada a separação do petróleo, da água e do gás, sendo o petróleo e o gás tratados transferidos conforme programações mutuamente acordadas com a Petrobras. A água produzida é re-injetada nos campos de origem.

Diferentemente dos outros complexos, o Complexo Norte não tem uma estação que centralize o tratamento e a entrega do petróleo, de modo que cada campo entrega a produção bruta (óleo e água) a diferentes estações de tratamento da Petrobras, via carro-tanque.

O sistema de oleodutos de transferência de petróleo entre campos produtores do Recôncavo Baiano forma uma malha que converge para a Refinaria Landolfo Alves (RLAM). O sistema de gasodutos de transferência de gás natural entre campos produtores do Recôncavo forma uma malha que converge para as Unidades de Processamento de Gás Natural localizadas em Santiago (Catu) e em Candeias, área norte do Centro Industrial de Aratu.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

O mapa abaixo ilustra o escoamento da produção de petróleo e gás natural do Recôncavo Baiano:



b. Campos cujas concessões pertencem à Companhia ou a suas controladas.

Para os campos “próprios”, i.e. aqueles em que a Companhia e suas controladas são proprietárias do petróleo produzido, o escoamento se dá com base em contrato de compra e venda celebrado com a Petrobras. A produção dos campos do Complexo BT-REC-10 converge para uma estação central de tratamento de petróleo no campo de Lagoa do Paulo, sendo o petróleo tratado destinado para a Estação Ouro Preto descrita logo abaixo.

A Companhia concluiu em 2010 a construção de uma estação própria denominada Estação Ouro Preto para armazenamento e transferência de petróleo, estrategicamente localizada junto à Estação São Roque e, conseqüentemente, junto à rede de oleodutos no Recôncavo Baiano. Tal estação possui uma capacidade inicial de armazenamento de 8.000 barris, com capacidade para duplicar este volume, e acreditamos ser uma das maiores estações centralizadoras operadas por empresa independente na região.

A produção do Campo de Juriti é também entregue na Estação Ouro Preto.

Os volumes de petróleo tratados oriundos dos campos do Complexo BT-REC-10 e do campo de Juriti são então vendidos para a Petrobras, conforme contrato de compra e venda celebrado entre as partes. Conforme contrato de compra e venda de petróleo em vigor com a Petrobras, a Reconcavo E&P concorda em vender e a Petrobras em

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

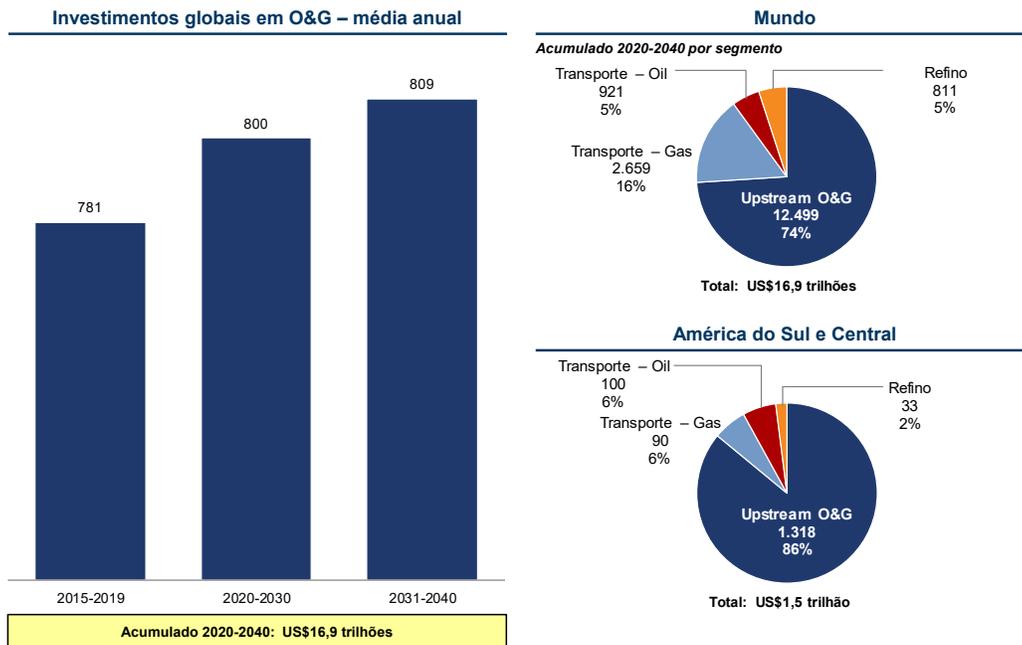
comprar, todo o volume de petróleo objeto deste contrato. O Local de Medição é o Tanque TQ-OP-01 ou o Tanque TQ-OP-02, a depender de onde esteja o petróleo a ser transferido, existentes na Estação Ouro Preto de propriedade da vendedora, localizada no Município de Mata de São João, Estado da Bahia. Entende-se por Ponto de Entrega do petróleo objeto deste contrato, o ponto imediatamente a jusante da última válvula de bloqueio do duto de interligação da Estação Ouro Preto de propriedade da vendedora, com o oleoduto Mata-Recife da Petrobras, localizada no Município de Mata de São João, Estado da Bahia.

No setor petrolífero, a distribuição de produtos acabados derivados do petróleo e gás está sujeita a regulamentação específica e abrange as atividades de comercialização de derivados de petróleo (gasolina, óleo combustível, diesel, querosene de aviação, GLP, gás natural, etc.). A distribuição de gás natural constitui monopólio dos Estados da Federação.

(c) características dos mercados de atuação, em especial: i. participação em cada um dos mercados; e ii. condições de competição nos mercados;

Produção e Exploração de Óleo e Gás Mundial

A indústria de óleo e gás é um dos maiores setores da economia mundial em termos de valor gerado. Agência Internacional de Energia (“IEA”) estima que os investimentos em O&G se manterão ao redor de US\$ 800 bilhões ao ano de 2020 a 2030. Tal volume de investimento demonstra a estabilidade de investimentos neste setor ao redor do mundo. Cerca de 74% desse valor investido deve ser destinado ao *upstream*, que consiste na exploração e produção de petróleo e gás. Na América do Sul e Central, o *upstream* responde por parcela ainda maior, impulsionado pelo pré-sal brasileiro e o offshore da Guiana.



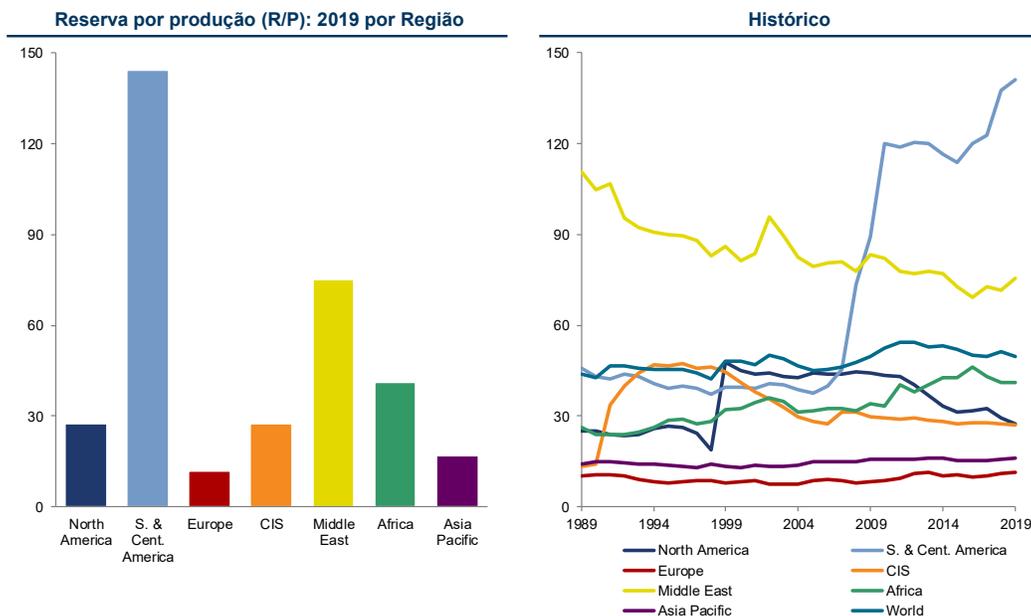
Fonte: Elaboração IBP com dados IEA

Investimentos crescentes no setor de óleo e gás estão relacionados ao persistente aumento da demanda de energia mundial. Segundo o BP Statistical Review of World Energy 2020, a demanda por energia no mundo cresceu 1,3% em 2019 frente 2018. Em termos de representatividade por país, a China foi o maior impulsionador de energia, responsável por mais de três quartos do crescimento global líquido de demanda de energia. Índia e Indonésia foram

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

os próximos maiores contribuintes para o crescimento, enquanto os EUA e a Alemanha registraram as maiores quedas.

Segundo o mesmo relatório, em 2019, as reservas comprovadas globais de petróleo foram estimadas em 1.734 bilhões de barris. A relação de reserva por produção global mostra que as reservas de petróleo deveriam ter capacidade de produção equivalente a 50 anos de produção de óleo. A América do Sul e Central tem a maior razão de reserva por produção (equivalente a 144 anos), enquanto a Europa apresenta a menor capacidade, sendo equivalente a 12 anos. Os países da Organization of the Petroleum Exporting Countries (“OPEP”) detêm 70,1% das reservas globais.

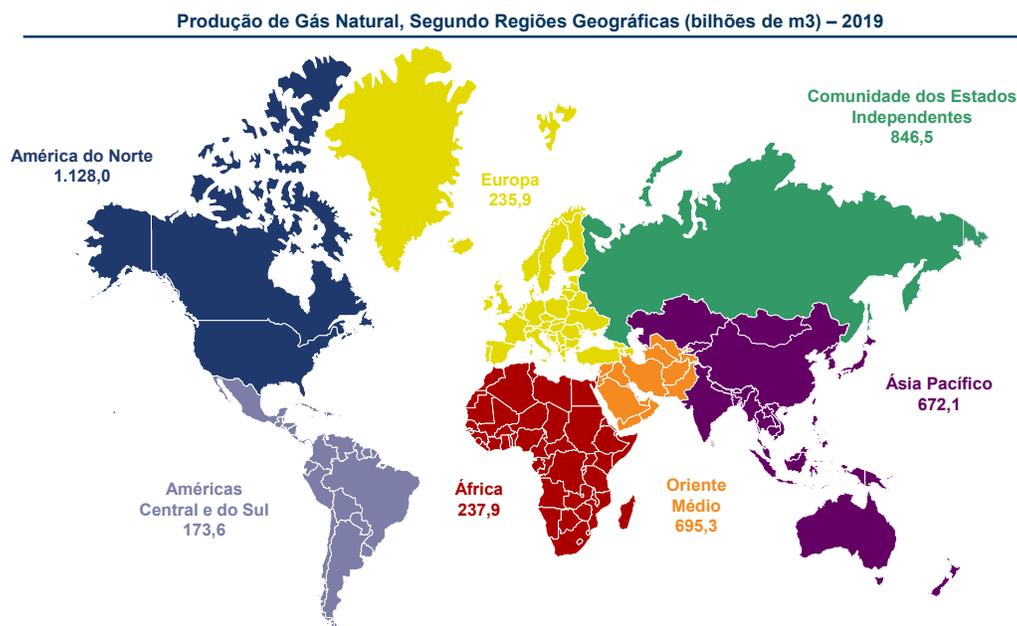


Segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Combustíveis de 2020, o volume de petróleo produzido no mundo em 2019 manteve-se praticamente estável em relação a 2018, passando de 95,3 milhões de barris/dia para 95,2, uma queda de 0,1%. A redução de 5,3% na produção de países da OPEP foi compensada pela produção dos países que não fazem parte da OPEP e registraram em conjunto um crescimento de 3,9%, equivalente a um aumento de 1,9 milhões de barris/dia. Os principais países que apresentaram aumento da produção foram Austrália (37,9%), Iêmen (12,1%), Estados Unidos (11%), Gabão (12,7%), Líbia (5,3%) e Nigéria (5,1%).

Em termos de gás natural, em 2019 as reservas provadas mundiais somaram 198,8 trilhões de m³, representando um crescimento de 0,9% em comparação ao ano anterior. O crescimento de reservas provadas foi pouco representado pelos países membros da OPEP, que concentraram 33,5% do total de reserva, mas tiveram um aumento de apenas 0,1% em reservas. O crescimento de reservas provadas se explica por países como a Rússia com 38 trilhões de m³ (19,1% do total mundial), Irã com 32 trilhões de m³ (16,1% do total) e Catar com 24,7 trilhões de m³ (12,4% do total mundial). Juntos, esses três países responderam por 47,6% das reservas globais de gás natural.

No mesmo ano, a produção mundial de gás natural alcançou 4 trilhões de m³, após alta de 3,4% em relação a 2018. Os Estados Unidos registraram o maior crescimento volumétrico na produção anual de gás natural, com alta de 85 bilhões de m³. Outros países, como Austrália (alta de 23,4 bilhões de m³), China (alta de 16 bilhões de m³) e Rússia (alta de 9,9 bilhões de m³) também obtiveram significativos aumentos de produção.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



Fonte: BP Statistical review of World Energy 2020.

Demanda de Óleo e Gás Mundial

Em 2019, o consumo global de gás natural apresentou aumento de 2%, inferior à média de crescimento dos últimos 10 anos (2,2%), alcançando aproximadamente 3,9 trilhões de m³. Estados Unidos e China foram os países com maior incremento volumétrico no consumo, enquanto a Rússia, apesar de ser segundo maior consumidor de gás natural, teve uma redução de 10,2 bilhões de m³ consumidos no ano.

O COVID-19 impactou o mercado global de petróleo de forma relevante. Do lado da demanda, o crescimento em 2019 foi mais fraco do que o esperado e novas medidas de eficiência dos veículos começaram a pesar sobre os combustíveis para o transporte. As adições de capacidade de refino nos últimos anos superaram o crescimento da demanda, trazendo uma forte concorrência para a indústria. Do lado da oferta, a geopolítica vem impactando o setor com os mercados super abastecidos, levando os produtores da OPEP a cortar produção para controle de preços. Olhando além do curto prazo, o mercado de petróleo parece confortavelmente abastecido até 2025, segundo relatório de 2020 da International Energy Agency.

Após uma contração em 2020, a International Energy Agency espera uma recuperação acentuada da demanda global em 2021. Entre 2019 e 2025, estima-se que a demanda global de petróleo crescerá a uma taxa média anual de pouco menos de 1 milhão de barris por dia. A projeção da Empresa de Pesquisa Energética também considera o aumento futuro da oferta de países ex-OPEP e, como consequência, menor produção dos países da OPEP para os próximos anos.

Em relação ao impacto no preço do petróleo, a quebra de crescimento histórico tem reduzido preços desde o 2º semestre de 2014. Espera-se que o nível abaixo do esperado de investimento histórico no setor tenha um impacto de aumento de preços nos próximos anos. Além disso, levando em consideração as diversas forças atuando sobre o preço e a “predisposição” da OPEP em regular a oferta, alguns players do mercado de análise de dados projetavam no início de 2019 que o preço do petróleo Brent se estabilizaria em 2020 em torno de US\$ 60 a 70 / barril.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



A realidade do mercado foi bastante divergente da projeção dessas entidades em 2019. Com impactos do COVID-19 na demanda por energia, os preços do petróleo Brent tiveram redução acentuada a partir do primeiro trimestre de 2020, impactando também as projeções de preço para os próximos períodos. Ao mesmo tempo, alguns agentes do mercado tem uma projeção mais alta para preços futuros de Brent. A curva projetada pelo mercado para o Brent (*Brent Crude Oil Forward Curve*) demonstra uma expectativa de preços de \$ 57,65 por barril para 2022, \$ 55,21 por barril para 2023 e uma média de \$ 53,21 por barril de 2024 a 2028

Produção e Exploração de Óleo e Gás no Brasil

O Brasil se encontra entre os principais países na produção e consumo de óleo no mundo em 2019, segundo levantamento da U.S. Energy Information Administration. Com a produção de 3,67 milhões de barris diários, o Brasil é o oitavo maior país em termos de produção de óleo neste ano. Apesar de ser o sétimo maior país em consumo de óleo no mundo com 3,06 milhões de barris diários, o Brasil é um exportador líquido de óleo cru.

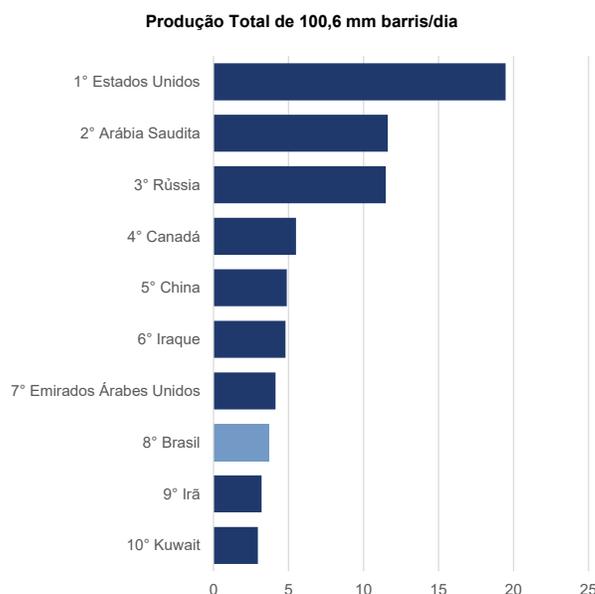
Em 2019, o petróleo foi o segundo item da pauta exportadora brasileira, sendo a China o principal mercado comprador. A exportação para o país asiático totalizou cerca de 260 milhões de barris, o equivalente a 64% da receita brasileira com exportações de óleo cru. O mercado norte-americano foi o segundo mais relevante, com 13% da receita total e mais de 58 milhões de barris.

Nos últimos anos, a atividade de extração de óleo e gás foi o principal responsável pelo ingresso de investimento estrangeiro direto no país, atraindo mais de US\$ 48 bilhões no acumulado de 2009 a 2018. Isto representa 9,2% do total de investimento estrangeiro direto durante esse período no país, mostrando a capacidade do setor de atrair grandes volumes de investimentos

Em 2019, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,7 trilhão de barris, mantendo o mesmo patamar do ano anterior. O Brasil se manteve em 8º país em produção e 15º em reservas mundiais de petróleo neste ano, considerando reservas provadas com grau elevado de certeza de análise geológica e estimativa comercial de desenvolvimento de reservatórios.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Produção de Petróleo em 2019 (mm barris / dia)



Fonte: EIA

Dada sua relevância na produção de petróleo mundial, o Brasil se consolida cada vez mais como um grande player na indústria. Nos últimos anos, as expectativas têm sido altas com relação à produção de petróleo do Brasil. Esperava-se que a região do pré-sal fosse ser responsável por corresponder a essas expectativas, o que ainda não ocorreu de forma considerável. A produção de petróleo tem aumentado apenas ligeiramente no Brasil nos últimos anos.

Com o objetivo de reverter tal situação, observou-se uma redução de investimentos em campos maduros *onshore* e *offshore* pela Petrobras, principal player deste mercado no país, para alocação de recursos nos campos do pré-sal. Tal situação e o fato de que o Governo Federal implementou uma série de medidas destinadas a incentivar produção em campos maduros de petróleo e gás, ofereceram oportunidade para empresas como a PetroRecôncavo investir com substanciais retornos em campos maduros *onshore*. Outros fatores relevantes em termos de incentivo ao investimento no setor são o calendário da rodada de licitações do Governo Federal e o programa de desinvestimento da Petrobras. O governo também implementou medidas como redução dos requisitos de conteúdo local e royalties, e permissão de empréstimos com base em reservas, renovação das concessões e medidas que incentivam a comercialização de gás diretamente entre produtores e compradores finais.

Como estratégia para priorizar investimentos em áreas do pré-sal e alguns outros projetos de grande porte, há alguns anos a Petrobras vem trabalhando em um grande programa de desinvestimento de ativos que contempla a venda de posições minoritárias, majoritárias ou participação total em certas subsidiárias e ativos não centrais para sua estratégia. Na apresentação de suas metas para 2021 a 2025, a Petrobras cita mais de 50 ativos à venda, incluindo ativos em E&P, *downstream* (refinarias e outros) e gás e energia, conforme abaixo.

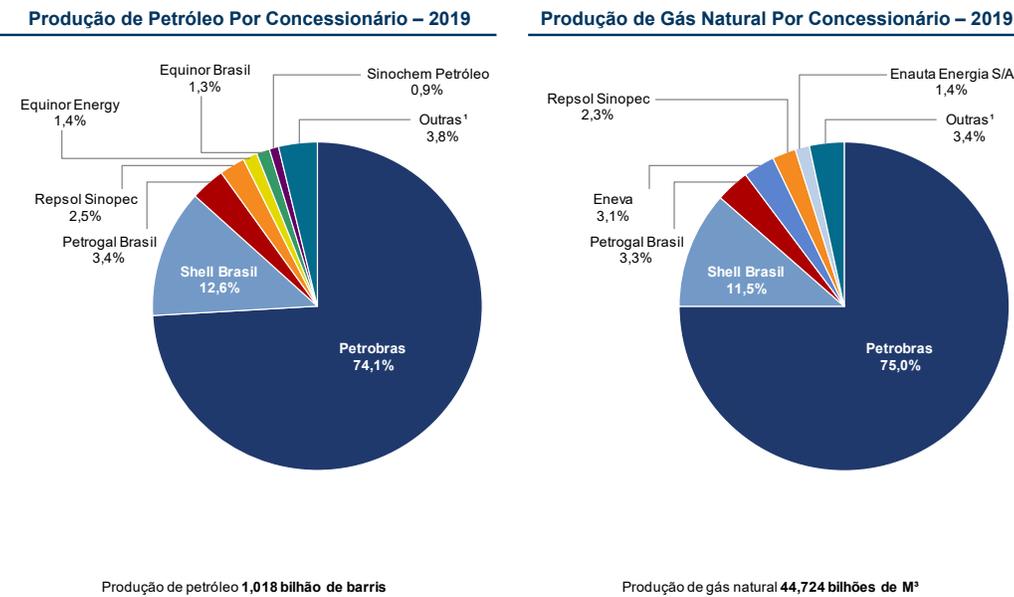
7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Período 2021-2025



Fonte: Petrobras

Em paralelo às oportunidades providas do plano de desinvestimento da Petrobras, o Brasil vem buscando atrair mais investimentos ao longo do tempo em toda a indústria de petróleo e gás. O segmento de *downstream* deve contar com grandes mudanças ao longo dos próximos anos, visando manter o fornecimento garantido de gás no país, promover a competição no setor, atrair maiores investimentos e construir um ambiente favorável para novos investidores.



Fonte: ANP/SDP (Tabela 2.11).
¹ Inclui outros 52 concessionários.

De todo modo, atualmente a Petrobras continua sendo a principal produtora de petróleo e gás no país, com crescimento de 9,0% na produção de óleo e gás nos primeiros nove meses de 2020 em relação ao mesmo período no ano anterior. Nos primeiros três trimestres de 2020, a produção

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

da Petrobras nos campos do pré-sal expandiu em 32%, enquanto nas demais áreas, pós sal, águas rasas e terrestres, houve contração.

Considerando a produção total de óleo e gás do país em dezembro de 2020, de acordo com os dados de produção retirados do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (edição nº 124 - dez/2020), a Petrobras é a maior produtora, com uma produção de 2,5 milhões de barris equivalentes (excluindo-se a produção dos Polos Remanso e Miranga), seguida pela Shell Brasil com uma produção de 447,4 mil barris equivalentes por dia.

Considerando a produção dos ativos de propriedade da PetroRecôncavo e suas subsidiárias, bem como os ativos já assinados, incluindo: (a) a produção da operadora Potiguar E&P S.A., incluindo a participação da Companhia nos campos operados por parceiros (50% de Cardeal e Colibri 74,45% da área unitizada que compreende os campos Sabiá e Sabiá Bico de Osso e 62,92% da área unitizada que compreende os campos Sabiá da Mata, Janduí e Angico); (b) a produção da Recôncavo E&P S.A.; (c) a produção do Polo Remanso,; e (d) a produção do Polo Miranga; a PetroRecôncavo mantém sua posição de destaque no setor.

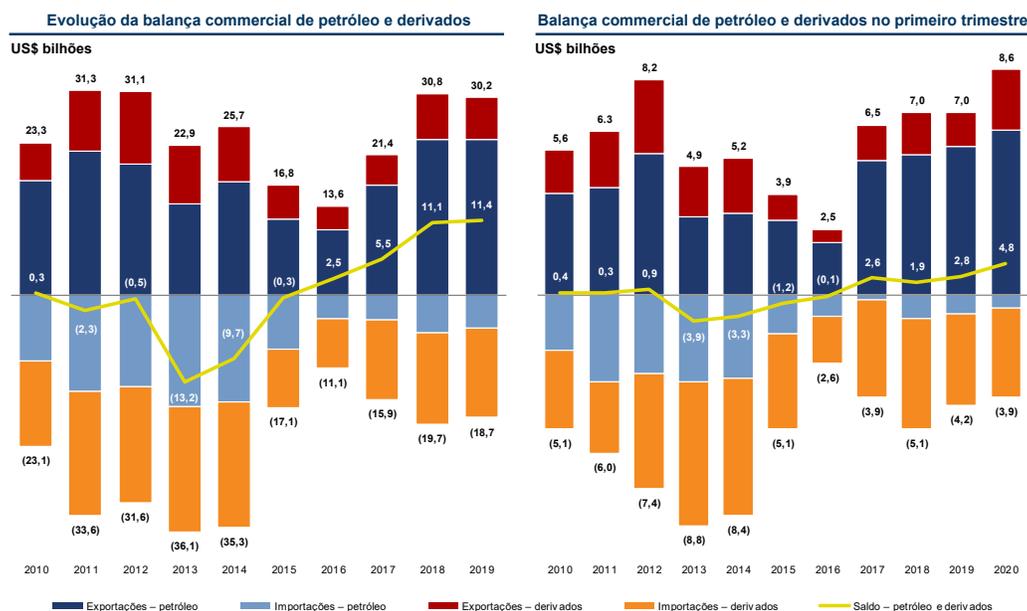
Operadores de campos onshore	Anos de operação no setor no Brasil	Produção ¹ de óleo (bopd)	Produção ¹ de gás (boed)
PetroRecôncavo	21	9.789	1.752
PetroRecôncavo, incluindo Polo Miranga²		10.688	4.121
Eneva³	11	46	23.271
3R	Até 1	4.815	912
Maha	5	2.710	344
Sonangol	10	1.317	108

Notas: 1) Fonte: dados do painel dinâmico de produção da ANP, dezembro de 2020. 2) incluindo a produção média diária do Polo Miranga em 2020. O contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras no Polo Miranga foi assinado em 24 de fevereiro de 2021. 3) Os dados da Eneva consideram a média dos últimos 12 meses.

Demanda de Óleo e Gás no Brasil

Em linha com o impacto global, o Brasil foi fortemente afetado pela pandemia do COVID-19, gerando redução considerável nas projeções de PIB e alta volatilidade no câmbio do país. Houve também uma redução da demanda por petróleo em 2020, mas com expectativa de recuperação, que deve ter alta relação com a recuperação da própria indústria de óleo e gás. Desde 2016, a balança comercial do setor petróleo apresenta saldo líquido positivo, registrando o recorde da série histórica no primeiro trimestre de 2020, pré impactos econômicos do COVID-19 no país.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais



[Fonte: Observatório do Setor IBP com dados ANP e SECEX/MDIC]

(d) eventual sazonalidade;

Os resultados da Companhia em geral não sofrem efeitos por sazonalidade. Existe, todavia, um certo nível de sazonalidade na indústria de petróleo e gás no que se refere ao consumo, afetado principalmente pelas estações de inverno e verão no hemisfério norte, o que pode afetar o equilíbrio entre oferta e demanda e, por conseguinte, prejudicar os preços do petróleo e gás que a Companhia produz.

e) Principais insumos e matérias primas, informando:

i. Descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

A Companhia é parte em diversos contratos por meio dos quais contrata bens e serviços diversos necessários à sua principal atividade, bem como aqueles destinados a suportar suas atividades administrativas.

Esses contratos, quando considerados em conjunto, são relevantes para os negócios da Companhia.

Os principais serviços utilizados pela Companhia são: (i) energia elétrica; (ii) serviços de cimentação, canhoneio, fraturamento e teste de poços; (iii) serviços de transporte de óleo por carretas; (iv) serviços de caldeiraria e construção e montagem; (v) aluguel de equipamentos diversos, tais como caminhões, guindastes, tratores, etc; (vi) preparação de acessos e bases de perfuração; (vii) preparação de bases de perfuração; e (viii) aquisição e processamento de dados de geologia e geofísica.

Os principais materiais e equipamentos utilizados pela Companhia estão disponíveis no Brasil, mesmo aqueles de origem estrangeira, e são contratados em condições competitivas. Dentre tais materiais e equipamentos destacam-se: (i) insumos para as atividades de perfuração, como produtos químicos para lama de perfuração, cimento e aditivos, entre outros; (ii) tubos de

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

revestimento e tubos de perfuração e produção; (iii) hastes de bombeio; (iv) equipamentos de bombeio artificial, tais como bombeio mecânico, bombas de cavidade progressivas, bombeio centrífugo submerso; (v) peças de reposição de bombas e compressores; (vi) aditivos químicos diversos, tais como inibidores de corrosão e parafina, sequestrantes de H₂S, etc; (vii) combustíveis para as sondas e veículos; e (viii) materiais elétricos em geral.

Todos os investimentos conduzidos nas atividades de exploração e produção no Brasil devem atender às ofertas feitas pela Companhia nos leilões da ANP, quanto ao “conteúdo local” e aos “investimentos mínimos” comprometidos quando da aquisição dos blocos de exploração.

Os principais fornecedores de serviços, insumos e materiais da Companhia são:

- Engie Brasil Energia, Coelba, Cosern, Cemig GT, Neo Energia e Focus Energia Ltda para energia elétrica;
- Halliburton e Schlumberger para perfilagem, cimentação e canhoneio, incluindo o fornecimento de insumos como os produtos químicos utilizados;
- Baker Hughes, Schlumberger e National OilWell Varco (NOV) para fornecimento de equipamentos de bombeio artificial;
- Halliburton para gerenciamento de fluidos e resíduos de perfuração;
- Tenaris Confab, V&M, Apolo Tubulars e Leão Internacional para o fornecimento de hastes de bombeio e tubos de revestimento e de produção;
- RCS Tecnologia Ltda e Top Service Predial para serviços de manutenção em geral
- Perbras para serviços de sonda;
- Bradesco Saúde referentes a seguro saúde dos empregados da Companhia;
- Localiza Rent a Car referente a aluguel de veículos;
- Grupo GPS referentes a serviços de vigilância patrimonial; e
- Transbet e Pas Brasil para transporte rodoviário de fluidos.

ii. Eventual dependência de poucos fornecedores

Alguns dos equipamentos, materiais e serviços utilizados nas operações da Companhia acima descritos não são oferecidos de forma abundante no Brasil, sujeitando as atividades da Companhia ao risco de falta momentânea ou elevação significativa de custos destes equipamentos, materiais e serviços particularmente em momentos de aumento repentino nas atividades do setor de petróleo e gás. No entanto, a Companhia adquiriu grande parte dos principais equipamentos (sondas, unidades de acidificação e faturamento, etc.) que utiliza, o que a torna menos vulnerável a escassez dos mesmos.

iii. Eventual volatilidade em seus preços

Tem-se observado que os custos das atividades de exploração e produção apresentam certa correlação com os preços do petróleo no mercado internacional. Sendo esta uma indústria internacional, os prestadores de serviço tendem a ser influenciados pelos preços do mercado do petróleo. Assim, alterações nos preços da *commodity* podem implicar alterações nos custos da Companhia. A volatilidade dos preços de petróleo no curto prazo não impacta imediatamente os custos, mas uma mudança de patamar implica ajuste nos custos no médio prazo.

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; e**

A totalidade das receitas operacionais líquidas auferidas pela Companhia nos três últimos exercícios sociais foi proveniente de um único cliente, a Petrobras.

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2020	Exercício findo em 31 de dezembro de 2019	Exercício findo em 31 de dezembro de 2018
Receita Líquida (R\$ mil)	787.841	339.923	299.668

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

As receitas provenientes da Petrobras afetam diretamente as receitas do segmento de exploração e produção de petróleo e gás, único segmento em que a Companhia atua. Os valores são, portanto, idênticos àqueles já apresentados no item 7.4(a) acima.

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

Todas os normativos mencionados abaixo são aplicáveis às atividades desenvolvidas pela Companhia e suas subsidiárias no âmbito dos contratos de concessão e produção dos quais a Companhia e/ou suas subsidiárias são partes.

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 a essa, 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 autorizar, regular e fiscalizar 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 estatal 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 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.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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.

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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 5ª Rodada de Licitações do Regime de Concessão, a fase de exploração dos contratos de concessão passou a poder contar com dois períodos exploratórios subsequentes, sendo o prazo de duração de cada período previsto no próprio contrato de concessão. Na prática, cada rodada terá uma regra própria (um ou dois períodos exploratórios).

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 são anexadas aos contratos de concessão.

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 sua devolução, sem adentrar, portanto, na fase de produção.

Nos termos do artigo 43 da Lei do Petróleo, o contrato de concessão deve conter: (I) a definição do bloco objeto da concessão; (II) o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; (III) o programa de trabalho e o volume do investimento previsto; (IV) as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI; (V) a indicação das

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase; (VI) a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens; (VII) os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato; (VIII) a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas; (IX) os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29; (X) as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional; (XI) os casos de rescisão e extinção do contrato; e (XII) as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais. 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.

Atualmente, a Companhia e suas controladas possuem 3 Joint Operating Agreements: (i) um celebrado em 25/06/2004 (entre a Partex Brasil Ltda. e a Potiguar E&P, referente ao campo Colibri); (ii) outro celebrado em 2005 (entre Partex Brasil Ltda. e a Potiguar, referente ao campo Cardeal) e (iii) um terceiro em vigor a partir de 12/01/2006 e celebrado entre Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda. e Potiguar E&P, referente aos campos de Sabiá-da-Mata e Sabiá Bico-de-Osso.

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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. A realização da sessão de apresentação de ofertas depende do recebimento pela ANP de, ao menos, uma declaração com o aporte da garantia de oferta para cada área de interesse. Após o recebimento da declaração, 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. O 2º Ciclo da Oferta Permanente teve início em 20 de setembro de 2020 e possui data prevista de finalização em junho de 2021.

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; (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 de Minas e Energia; e (iv) MP nº 8110/17 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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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.

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.

Cumprе 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-in/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. 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.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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 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. Tendo em vista o grande volume de dados pessoais tratados, podemos ser alvos de sanções caso não consigamos demonstrar conformidade com a LGPD e outras leis aplicáveis, sujeitando-nos a perdas financeiras e de reputação o que pode afetar significativamente os nossos resultados financeiros. Em caso de infrações às normas da LGPD, estaremos sujeitos, além da responsabilidade civil, às seguintes penalidades: (a) advertência, com indicação de prazo para adoção de medidas corretivas; (b) multa de até 2% do faturamento da empresa ou do grupo limitada, no total, a R\$50,0 milhões por infração; (c) publicitação da infração após devidamente apurada e confirmada a sua ocorrência; (d) bloqueio dos dados pessoais correspondentes à infração até a sua regularização; (e) eliminação dos dados pessoais correspondentes à infração; (f) suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de seis meses, prorrogável por igual período, até a regularização da atividade de tratamento pelo controlador, em caso de reincidência; (g) suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de seis meses, prorrogável por igual período, em caso de reincidência; (h) proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados, em caso de reincidência.

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 operadores; (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 e 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.

(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 legislação ambiental brasileira determina que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental.

No bojo do licenciamento, o empreendedor deve apresentar estudo ambiental compatível com os riscos e impactos da atividade que pretende ser licenciada. No caso das atividades cujos impactos ambientais sejam considerados significativos, é necessária a elaboração de Estudo Prévio de Impacto Ambiental – EIA e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, assim como a implementação de medidas mitigadoras e compensatórias dos impactos ambientais causados pelo empreendimento. No caso das medidas compensatórias, a legislação ambiental impõe ao empreendedor, entre outras obrigações, o dever de destinar recursos à implantação e manutenção de unidades de conservação de proteção integral, conforme percentual a ser fixado pelo órgão ambiental licenciador, de acordo com o grau de impacto ambiental causado pelo empreendimento, e com base no valor total do empreendimento, excluídos, dentre outros, os investimentos referentes aos planos, projetos e programas exigidos no procedimento de licenciamento ambiental para mitigação de impactos, conforme disposto na Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

A Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, fixou as regras gerais para definição quanto à competência dos órgãos integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente – SISNAMA para receber e processar os pedidos de licença ambiental e conduzir o licenciamento ambiental. Em geral, com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência do IBAMA, os órgãos estaduais de meio ambiente, como o Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Bahia – INEMA e o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte – IDEMA, são competentes para conduzir o licenciamento ambiental. A referida lei complementar previu, ainda, a possibilidade de os municípios promoverem o licenciamento ambiental de atividades de impacto local, desde que preenchidas as exigências pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental, na maioria dos casos, se dá por etapas e compreende a emissão de três licenças, todas com prazos de validade determinados e condicionantes/obrigações específicas: (i) Licença Prévia, concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação; (ii) Licença de Instalação, autoriza a instalação do empreendimento ou atividade, depois de cumpridas as condicionantes da Licença Prévia e de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes; e (iii) Licença de Operação, autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento das condicionantes das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e determinados condicionantes para o funcionamento do empreendimento. Cada uma dessas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra o desenvolvimento do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das exigências estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador.

As atividades desenvolvidas pela Companhia estão sujeitas à abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, bem como pelo Ministério Público.

A responsabilidade ambiental pode ocorrer em três esferas distintas e independentes: civil, criminal e administrativa.

Na esfera administrativa, é necessária a ocorrência de ação ou omissão que importe violação de qualquer norma de preservação, proteção ou regulamentação do meio ambiente, dependendo, portanto, da verificação de culpa ou dolo para sua caracterização da responsabilidade, conforme jurisprudência do Superior Tribunal de Justiça. O Decreto Federal nº 6.514/2008 prevê, dentre outras, as seguintes sanções administrativas: multa simples de até R\$50.000.000,00, multa diária, advertências, interdição temporária ou permanente das atividades, embargo, demolição, suspensão de licenças, perda de benefícios fiscais e fechamento temporário ou permanente.

A responsabilidade ambiental na esfera penal, assim como a administrativa à luz da jurisprudência do STJ é subjetiva, tendo fundamento na culpabilidade, sendo necessária a demonstração do seu elemento subjetivo (dolo ou culpa). Nos termos da Lei Federal nº 9.605/1998, podem ser impostas às pessoas jurídicas pena de multa, suspensão das atividades, interdição do estabelecimento e proibição de contratar com o Poder Público. A responsabilização criminal pode, ainda, atingir gerentes, diretores e administradores da Companhia, na medida da sua culpabilidade, desde que tenham concorrido para a prática dos crimes.

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva. Ou seja, a obrigação de indenizar ou de reparar os danos ambientais causados e indenizar a terceiros poderá afetar a todos, direta ou indiretamente envolvidos na ocorrência do dano ambiental, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, bastando que haja comprovação do dano e do nexo de causalidade entre esse e a atividade de uma companhia. É possível o ajuizamento de ação de regresso contra eventuais demais causadores do dano. Na esfera civil, o entendimento atual é de que o dever de reparar o dano ambiental é imprescritível. Os deveres associados à recuperação de uma área degradada são considerados, ainda, obrigações *propter rem* (obrigação que está sempre atrelada a um bem), de modo que novos proprietários de imóveis são responsáveis pela recuperação dos danos ambientais ocorridos em sua propriedade, independentemente de quem efetivamente os tenha causado. No caso de atividades *onshore*, os passivos ambientais oriundos

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

das atividades desempenhadas nos campos podem recair sobre o novo operador, ainda que tenham ocorrido em momento anterior à transferência da concessão.

Com relação aos passivos de natureza ambiental existentes nos ativos adquiridos, estudos ambientais realizados apontaram a necessidade de intervenções, como remediação de áreas contaminadas e reposição florestal em áreas degradadas. No Polo Miranga, o valor estimado para as intervenções é de R\$ 10.137.427,92 (dez milhões, cento e trinta e sete mil, quatrocentos e vinte e sete reais e noventa e dois centavos). Em relação aos passivos do Polo Potiguar o valor estimado é de R\$ 5.141.000,00 (cinco milhões, cento e quarenta e um reais), com previsão de início das intervenções em 2022.

A Companhia atende à regulamentação e legislação de saúde, segurança e meio ambiente, bem como possui políticas e planos de segurança internos, os quais são elaborados com base em padrões internacionais de proteção ambiental.

Nesse contexto, a Companhia possui um SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA, SAÚDE, MEIO AMBIENTE e SUSTENTABILIDADE (SG-SSMS), estruturado com base nas Normas com base nas Normas ISO 45001:2018 (Segurança, Saúde no Trabalho) e ISO 14001:2015 (Meio Ambiente) e formalizado através do documento "Manual do Sistema de Gestão de SSMS" 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 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 de SSMS conta com o comprometimento das partes envolvidas, sendo que todas as atividades devem ser realizadas da forma mais segura possível e condizente com 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.

A Companhia tem 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.

A Companhia, através de sua subsidiária Potiguar E&P, possui aproximadamente 577 licenças ambientais válidas junto ao IDEMA, com um custo anual de, aproximadamente, R\$ 11.000.000,00 e, só no período de janeiro a julho de 2020, já desembolsou R\$ 5.599.888,37 com taxas de licenciamento ambiental.

A Companhia acompanha o trâmite da ação direta de inconstitucionalidade (ADI 6566) proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás – ABPIP em que requer a suspensão e posterior declaração de inconstitucionalidade do artigo 47 da Lei Complementar do Estado do Rio Grande do Norte nº 272, de 03.03.2004, que instituiu as taxas devidas no processo de licenciamento para a perfuração de poços para a identificação ou exploração de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural.

(c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

Concessões

A Companhia e suas subsidiárias possuem trinta e sete contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural celebrados com a ANP, sendo trinta e nove concessões ao total. Para maiores informações, vide item 9.1 (b) deste Formulário de Referência.

Além disso, a Companhia celebrou o Contrato de Produção com cláusula de risco com a Petrobras, o qual depende diretamente do contrato de concessão originalmente celebrado entre a Petrobras e a ANP. Para maiores informações vide item 9.2 deste Formulário de Referência.

Propriedade Intelectual

A Companhia não é dependente de forma relevante de seus ativos de propriedade intelectual.

Marcas

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, sendo assegurado ao titular o uso exclusivo da marca registrada em relação aos 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.

A Companhia e suas controladas são titulares de 3 registros perante o INPI para as marcas “CIRANDA VIVA RECÔNCAVO”, “PETRORECONCAVO” e “RECONCAVO E&P”.

A manutenção dos direitos atinentes aos registros marcários dependem de renovação, de modo que esses direitos podem ser extintos caso a Companhia não tome as medidas necessárias para prorrogar seus registros tempestivamente.

Além disso a Companhia possui o domínio <petroreconcavo.com.br> registrado no Brasil.

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 do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor;**

Não aplicável, pois a Companhia não auferiu receitas relevantes em outros países além do Brasil.

- (b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor; e**

Não aplicável, pois a Companhia não auferiu receitas relevantes em outros países além do Brasil.

- (c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.**

Não aplicável, pois a Companhia não auferiu receitas relevantes em outros países além do Brasil.

7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades

7.7 – Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável, pois a Companhia não auferе receitas relevantes em outros países além do Brasil.

7.8 - Políticas Socioambientais

7.8 – Políticas socioambientais

Além das práticas ambientais descritas no item 7.5(b) deste Formulário de Referência, a Companhia está comprometida com o desenvolvimento sustentável local, proporcionando benefícios econômicos, sociais e ambientais para todas as partes interessadas nas regiões em que atua.

A Política de SSMS da Companhia compreende uma declaração de princípios, estabelecida pela alta liderança com base na Missão, Visão e Valores da Companhia, acerca da importância de SSMS, com decisões sobre a participação dos colaboradores na implantação de uma estratégia de SSMS, assim como, a garantia da disponibilidade dos recursos e controle dos aspectos legais.

A Política é a “espinha dorsal” do Sistema de Gestão de SSMS e precisa ser divulgada, compreendida e aplicada por todos. Nela, a Companhia reafirma seu compromisso em garantir que SSMS seja considerado Valor como todos os outros objetivos do negócio.

A Companhia adota a seguinte Política de SSMS:

“POLÍTICA DE SEGURANÇA, SAÚDE, MEIO AMBIENTE E SUSTENTABILIDADE DA PETRORECÔNCAVO

A PETRORECÔNCAVO e suas Subsidiárias estão conscientes de suas responsabilidades na gestão do impacto das suas atividades, produtos e serviços na sociedade.

Declaram o compromisso de todos os seus colaboradores com a melhoria contínua no desempenho em Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade, com o objetivo de alcançar a excelência no exercício empresarial.

Busca trabalhar em parceria com seus clientes, fornecedores, prestadores de serviços e com a comunidade, operando com base em modelos de inovação e qualidade, que visam o desenvolvimento sustentável.

Para isso, a PETRORECÔNCAVO e suas Subsidiárias adotam os seguintes princípios:

1. Ter Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade – SSMS, como valores indissociáveis do negócio de Exploração e Produção de Petróleo & Gás.
2. Assumir que a prevenção de acidentes e gestão de SSMS é uma responsabilidade de todos, a ser incentivada e enfatizada por todos seus Líderes.
3. Cumprir os marcos legais e outros requisitos aplicáveis.
4. Promover o desenvolvimento das pessoas.
5. Melhorar continuamente os seus processos, produtos e serviços, estimulando a inovação e atuando preventivamente:
 - Na saúde, bem-estar e na qualidade de vida das pessoas;
 - Na segurança das pessoas, dos processos, das informações e do patrimônio;
 - Nos aspectos ambientais e no uso racional dos recursos naturais;
 - Na qualidade de produtos e serviços; e
 - Na identificação de perigos e controle e gerenciamento dos riscos.
6. Melhorar continuamente o desempenho em SSMS, estabelecendo metas e objetivos desafiadores.
7. Manter um relacionamento construtivo e sustentável com as comunidades onde atuamos.
8. Assegurar a satisfação e as expectativas dos acionistas e clientes.

7.8 - Políticas Socioambientais

9. Assegurar cooperação e parceria aos fornecedores.

10. Garantir a excelência no desempenho socioempresarial sustentável.

A Política de SSMS pode ser acessada no *website* de Relações com Investidores da Companhia (ri.petroreconcavo.com.br).

Projeto Social Ciranda Viva

A Companhia iniciou, em 2014, em parceria com a AVSI Brasil, o CIRANDA VIVA RECÔNCAVO, um projeto social que atua com as comunidades de Pedras, Flechas e Veadinho, no município de Catu-BA, com o objetivo de auxiliar as comunidades a se desenvolverem de forma sustentável, resgatando e valorizando sua cultura e identidade.

No CIRANDA EDUCATIVA, promovemos os valores da educação ambiental e segurança alimentar de crianças de 4 a 6 anos, que participam de atividades de cultivo de horta, oficinas de leitura e também de mutirões para avaliação nutricional, envolvendo pais e responsáveis.

O CIRANDA ESPORTIVA incentiva a prática de esportes como ferramenta para o desenvolvimento. Crianças e adolescentes participam de aulas de futsal, handebol, voleibol e basquete, além de brincadeiras e jogos colaborativos. O projeto, que foi iniciado em 2017 e conta também com o apoio da Ferbasa, beneficia atualmente cerca de 100 jovens entre 7 e 17 anos, alunos de escolas públicas da região.

O CIRANDA DE LEITURA é um programa onde os colaboradores da Companhia apadrinham uma criança e efetuam a doação de algum valor financeiro que possibilitam o desenvolvimento pedagógico das crianças e adolescentes inseridas nos projetos Ciranda esportiva e Ciranda Educativa. Para cada valor arrecadado com as doações dos colaboradores, a Companhia realiza uma doação do mesmo valor para o programa.

(a) Divulgação de informações sociais e ambientais;

A Companhia ainda não possui um Relatório de Sustentabilidade com base na metodologia recomendada pela Global Reporting Initiative (GRI) e Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

(b) Metodologia seguida na elaboração dessas informações;

Não aplicável em relação ao relatório de sustentabilidade, uma vez que a Companhia não divulgou relatório contendo informações e resultados relacionados às dimensões social, ambiental e de governança corporativa. Com relação à política de SSMS, a Companhia realiza periodicamente avaliações internas de aspectos e impactos socioambientais mais relevantes associados às atividades da Companhia.

(c) Indicar se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente; e

Não aplicável em relação ao relatório de sustentabilidade, uma vez que Companhia não divulgou relatório contendo informações e resultados relacionados às dimensões social, ambiental e de governança corporativa. Com relação à política de SSMS, a Companhia não submete as informações a revisão ou auditoria de entidade independente.

(d) Indicar página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.

Não aplicável, uma vez que Companhia não divulgou relatório contendo informações e resultados relacionados às dimensões social, ambiental e de governança corporativa.

A Companhia disponibiliza, todavia, algumas informações dos projetos sociais e ambientais no seu próprio site (www.petroreconcavo.com.br).

7.9 - Outras Informações Relevantes

7.9 – Outras informações relevantes

Em 2019, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu, através da sua subsidiária Potiguar E&P, 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 34 (trinta e quatro) campos em terra na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, denominado Polo Riacho da Forquilha.

Exceto nos campos de (i) Cardeal e Colibri, onde a Potiguar E&P detém 50% (cinquenta por cento) de participação, tendo a Partex como operadora com 50% de participação, e (ii) nos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, onde a Potiguar E&P tem 70% de participação, tendo a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (“SHB”) como parceira e operadora com 30% de participação, as demais concessões são 100% da Potiguar E&P, que é a operadora dos campos.

O operador é responsável por conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão.

Adicionalmente, em razão da existência de jazidas compartilhadas, os campos de Sabiá da Mata, Janduí e Angico são objeto de Acordo de Individualização da Produção celebrado em 08 de março de 2018 entre a Sonangol e a Petrobras, e aditado em 09 de dezembro de 2019 para inclusão da Potiguar E&P, por meio do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, a Sonangol como operadora da área unificada e as participações de cada um dos Concessionários.

Da mesma forma, os campos de Sabiá Bico de Osso e de Sabiá também são objeto de Acordo de Individualização da Produção celebrado em 20 de março de 2017 entre a Sonangol e a Petrobras, e aditado em 09 de dezembro de 2019 para inclusão da Potiguar E&P e saída da Petrobras, sendo a Sonangol a operadora da área unificada. Em 04/12/2020 a Potiguar E&P e a SHB assinaram um “Acordo de Transferência de Operações” e um “TERMO DE COMPROMISSO VINCULANTE FIRMADO ENTRE SONANGOL HIDROCARBONETOS BRASIL LTDA E POTIGUAR E&P REFERENTE AO ACORDO DE TRANSFERÊNCIA DE OPERAÇÕES RELATIVO À ÁREA DE CONCESSÃO DO CONTRATO NO. 48610.009128/2005-16 DAS JAZIDAS COMPARTILHADAS ALAGAMAR E UPANEMA”. Por este acordo, as Partes acordam com a transferência da execução das operações petrolíferas do Contrato de Concessão e dos AIP - Alagamar e AIP - Upanema da SHB à Potiguar E&P e esta, por sua vez concorda em conceder uma compensação financeira à SHB pela Transferência da Operação. Tal compensação financeira será na quantia mínima de R\$ 3.000.000,00 (três milhões de reais) e máxima de R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais) e servirá para a operadora cedente, dentre outros custos, arcar com todos os gastos comprovadamente apresentados e que sejam associados com a transferência de operação e a desmobilização de seus recursos, tais como custo de indenização trabalhista da equipe da operadora cedente que tenham ocorrido a partir de 01 de novembro de 2020, desmobilização do escritório da operadora cedente e preparação de novo escritório, custos com consultor jurídico externo, custos com taxas e custas administrativas e impostos. Na data deste Formulário de Referência, o processo de transferência da operação destas concessões e destes AIPs encontram-se em tramitação na ANP.

Em 2020, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 12 (doze) campos em terra na Bacia do Recôncavo, na Bahia, denominado Polo Remanso, sendo que os referidos campos já eram operados pela Companhia no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, celebrado com a Petrobras em 1º de fevereiro de 2000. O fechamento da operação está condicionado ao cumprimento de condições precedentes.

Em 2021, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 09 (nove) campos em terra na Bacia do Recôncavo, na Bahia, denominado Polo Miranga. O fechamento da operação está condicionado ao cumprimento de condições precedentes.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Outras informações relevantes

Durante a sessão pública de apresentação de ofertas do 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP realizada no dia 4 de dezembro de 2020, na cidade do Rio de Janeiro, a Companhia arrematou um bloco terrestre na área POT-T-702, apresentando um bônus de assinatura de R\$ 75.000,00, com um PEM (Programa Exploratório Mínimo) de 1.000 UT (Unidades de Trabalho), com investimento previsto na fase de exploração de R\$6.000.000,00, com duração de 5 anos, em uma área de 17,18 km². A Companhia apresentou os documentos de qualificação no dia 04/01/2021, com previsão de adjudicação do objeto e homologação da licitação até 26/03/2021, qualificação de subsidiária (Potiguar E&P), pagamento do bônus e envio do comprovante e assinatura do contrato de concessão pela Companhia até 24/05/2020 e assinatura do contrato de concessão até 30/06/2021.

RESUMO DOS RELATÓRIOS DE RESERVA E DOS RELATÓRIOS DE RECURSOS CONTINGENTES ELABORADOS POR CONSULTOR INDEPENDENTE

Este item contém sumário do relatório de reservas bem como do relatório de recursos contingentes elaborados pela NSAI. Este resumo não inclui todas as informações que os potenciais compradores de valores mobiliários da Companhia devem levar em consideração antes de investir em qualquer valor mobiliário de nossa emissão. Deve-se avaliar criteriosamente, anteriormente à tomada de decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de nossa emissão, todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos nele mencionados e as nossas informações financeiras e respectivas notas explicativas, além de considerar prospectos ou memorandos de ofertas públicas de valores mobiliários.

RELATÓRIOS ELABORADOS PELO CONSULTOR INDEPENDENTE

Os relatórios da Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) foram elaborados de modo independente pela NSAI. A Petroreconcavo S.A. (a Companhia) e a NSAI não possuem qualquer relacionamento que não a contratação da NSAI pela Companhia especificamente para a elaboração dos Relatórios sobre Recursos Contingentes e dos Relatórios sobre Reservas. Os relatórios sobre reservas e recursos contingentes foram elaborados de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no PRMS - *Petroleum Resources Management System* (Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo) 2018, aprovado pela Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers – SPE*). Nem os Relatórios de Reservas nem os Relatórios sobre Recursos Contingentes foram elaborados para dar atendimento específico às normas e regulamentos de qualquer bolsa de valores ou autoridade reguladora de valores mobiliários em qualquer território. Os relatórios da NSAI apresentam estimativas de Reservas bem como de Recursos Contingentes de nossas Concessões e dos campos da Petrobras, com base nos entendimentos da NSAI bem como em seu conhecimento especializado do setor de petróleo e gás natural. As previsões contidas nos Relatórios de Reservas bem como nos Relatórios sobre Recursos Contingentes constituem meras estimativas, não devendo ser interpretadas como quantidades exatas. As previsões contidas nos Relatórios de Reservas assim como nos Relatórios sobre Recursos Contingentes não garantem desempenho futuro. Os relatórios da NSAI não contêm todas as informações que possam ser relevantes para a decisão dos investidores de investir em nossas ações ordinárias. Em função dessas incertezas, os investidores não deverão se respaldar apenas para tomar sua decisão de investimento, sendo encorajados a analisar cuidadosamente todas as informações contidas em outras seções do presente Formulário de Referência. Os relatórios da NSAI não constituem estudo de viabilidade consoante as normas da CVM.

Os investidores deverão ter em mente que as estimativas de Reservas bem como de Recursos Contingentes incluídas no presente Formulário de Referência refletem certas premissas, análises e técnicas elaboradas pela Companhia e pelos técnicos da NSAI, os quais redigiram os relatórios da NSAI. Nossa capacidade de recuperar as estimativas de Reservas e Recursos Contingentes depende, entre outros fatores, do êxito de nossos esforços de desenvolvimento e produção. Não podemos garantir que nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural não serão prejudicadas de modo relevante por questões políticas, econômicas, operacionais, ambientais ou de outra natureza. Vide a seção “Fatores de Risco” deste Formulário de Referência.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Os relatórios da NSAI incluem certas limitações e notas acautelatórias com relação a incertezas inerentes à estimativa de Reservas e de Recursos Contingentes, bem como à futura produção de petróleo e gás natural. Essas estimativas poderão diferir, talvez de modo significativo, daquelas apresentadas no presente Formulário de Referência e nos relatórios da NSAI. Os investidores deverão conduzir sua própria análise de investimento, avaliando cuidadosamente as notas de isenção de responsabilidade e as notas acautelatórias contidas nos relatórios da NSAI e resumidas no presente Formulário de Referência.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes não compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar os Relatórios da NSAI, nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma se manifestou ou forneceu dados para a compilação das informações contidas nos Relatórios da NSAI, motivo pelo qual não assume qualquer responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

Nenhum 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 os Relatórios da NSAI.

DISCUSSÃO TÉCNICA

Qualificação

A NSAI é empresa de consultoria independente, fundada em 1961, que presta serviços de engenharia, serviços geológicos, geofísicos e petrofísicos para o setor de petróleo e gás natural, nas regiões de produção e de exploração em todo o mundo. A NSAI presta diversos serviços, inclusive relatórios e auditorias de reservas, avaliações de aquisições e alienações, estudos de simulação, avaliações de recursos de exploração, avaliações patrimoniais, bem como serviços de gestão e consultoria. A NSAI emprega uma estratégia de avaliação técnica integrada, que abrange múltiplas disciplinas, inclusive engenharia de reservatórios e operações bem como geologia, geofísica e petrofísica.

Os profissionais técnicos responsáveis pela elaboração das estimativas apresentadas nos relatórios da NSAI preenchem os requisitos de qualificação, independência, objetividade e confidencialidade definidos nas Normas da SPE. Esses profissionais compreendem engenheiros, geólogos, geofísicos e petrofísicos independentes, que não têm nenhuma participação em nossos campos, ou que são contratados em regime de taxa de sucesso.

Escopo do Trabalho e Metodologia

Os relatórios da NSAI foram elaborados com base em análise de nossas concessões e dos campos da Petrobras localizados na Bacia do Recôncavo no Estado da Bahia, e na Bacia Potiguar no Estado de Rio Grande do Norte, em 31 de dezembro de 2020. A avaliação de nossas Reservas e Recursos foram concluídas em 20 de janeiro de 2021 para a PetroReconcavo S.A. e Potiguar E&P S.A. A avaliação dos Recursos Contingentes de Miranga foi concluída em 22 de fevereiro de 2021.

Estes relatórios não incluem nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas e recursos contingentes. Para os objetivos destes relatórios, a NSAI não realizou nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinou o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigaram possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades e, portanto, suas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

7.9 - Outras Informações Relevantes

As reservas e os recursos contingentes mostrados nestes relatórios são apenas estimativas e não devem ser interpretadas como quantidades exatas. As estimativas podem aumentar ou diminuir como resultado das condições de mercado, operações futuras, mudanças nos regulamentos, ou no desempenho real do reservatório. Além das principais premissas econômicas aqui discutidas, as estimativas baseiam-se em certas suposições, incluindo, sem limitação, que as propriedades serão desenvolvidas de acordo com os planos de desenvolvimento atuais, conforme nos foi fornecido pela Companhia, que as propriedades serão operadas de forma prudente, que nenhum regulamento ou controle governamental será colocado em prática que tenha impacto na capacidade do proprietário da participação de recuperar os volumes, e que as projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se esses volumes forem recuperados, as receitas e os custos relacionados a eles poderão ser maiores ou menores do que os valores estimados. Devido às políticas governamentais e incertezas de oferta e demanda, as taxas de vendas, preços recebidos e custos incorridos podem variar em relação às premissas feitas durante a preparação destes relatórios.

Para os fins destes relatórios, a NSAI utilizou dados técnicos e econômicos incluindo, sem limitação, registros de poços, mapas geológicos, dados sísmicos, dados de teste de poços, dados de produção, informações históricas de preço e custo, e interesses de propriedade. As reservas e os recursos contingentes destes relatórios foram estimados usando métodos determinísticos; essas estimativas foram preparadas de acordo com os princípios de engenharia de petróleo e avaliação geralmente aceitos, estabelecidos nas Normas Referentes à Estimativa e Auditoria das Informações sobre Reservas de Petróleo e Gás promulgadas pela SPE (Normas SPE). A NSAI utilizou métodos padrão de engenharia e geociência, ou uma combinação de métodos, incluindo análise de desempenho, análise volumétrica, e analogia, que considerou apropriados e necessários para classificar, categorizar, e estimar volumes de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. Como em todos os aspectos da avaliação do petróleo e gás, existem incertezas inerentes à interpretação dos dados de engenharia e geociência; portanto, as conclusões da NSAI representam necessariamente apenas um julgamento profissional informado.

Os dados utilizados nas estimativas da NSAI foram obtidos da Companhia, de fontes de dados públicas, e dos arquivos não confidenciais da NSAI e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados no escritório da NSAI. Não examinaram os direitos contratuais das propriedades nem confirmaram de forma independente o grau ou tipo de interesse real detido.

Conforme apresentado no PRMS 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos prospectivos. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas e os recursos contingentes não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. As definições são apresentadas nos respectivos relatórios.

Reservas provadas são as quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais definidas. Reservas prováveis são reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provadas, mas mais seguras que as Reservas Possíveis. Reservas possíveis são reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Recursos contingentes são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os recursos contingentes mostrados nestes relatórios são os volumes econômicos para a participação da Companhia estimados para: (i) as possíveis prorrogações dos prazos de validade dos contratos de concessão; e/ou (ii) os volumes econômicos das participações da Petrobras nos Polos Remanso (chamados de “*certain Fields in Bahia*” no relatório da NSAI) e Miranga, que se encontram em processo de aquisição pela Companhia. As extensões podem ser concedidas por até 27 anos. Os recursos contingentes mostrados nestes relatórios estão condicionados: (i) à obtenção das prorrogações contratuais, e/ou (ii) ao fechamento das aquisições dos Polos Remanso e Miranga. Os custos necessários para resolver essas contingências não foram incluídos nestes relatórios. As estimativas de fluxo de caixa são baseadas na premissa de que as contingências serão resolvidas com sucesso. Se as contingências forem resolvidas com sucesso, os recursos contingentes estimados nestes relatórios deverão ser reclassificados como reservas. As estimativas não foram arriscadas para contabilizar a possibilidade de que as contingências não sejam resolvidas.

Os recursos contingentes mostrados nestes relatórios foram estimados usando métodos determinísticos. Uma vez que todas as contingências tenham sido resolvidas com sucesso, a probabilidade aproximada de que as quantidades de recursos contingentes efetivamente recuperados serão iguais ou superiores aos valores estimados é geralmente inferida como sendo de 90 por cento para a menor estimativa, 50 por cento para a melhor estimativa, e 10 por cento para a maior estimativa. As estimativas de recursos contingentes aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com o risco de desenvolvimento.

Os custos operacionais utilizados nestes relatórios baseiam-se nos registros de despesas operacionais da Companhia, a operadora das propriedades, e projeções da Companhia para o Relatório do Polo Miranga. Os custos operacionais são limitados aos custos diretos de arrendamento e de campo e a estimativa da Companhia da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede necessárias para operar as propriedades. Os custos operacionais foram divididos em custos de concessão, custos por poço e custos por unidade de produção e não são escalados pela inflação.

Os custos de capital utilizados nestes relatórios foram fornecidos pela Companhia e baseiam-se em autorizações de despesas e custos reais de atividades recentes. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento, e equipamentos de produção. Com base no entendimento da NSAI sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que lhes foi fornecida, e do conhecimento da NSAI de propriedades similares, a NSAI considerou razoáveis esses custos de capital. Os custos de abandono utilizados nestes relatórios foram programados com base no cronograma fornecido pela Companhia.

Estes relatórios foram preparados utilizando os parâmetros de preços de óleo e gás especificados pela Companhia e baseiam-se nos preços futuros do Petróleo Brent em 31 de dezembro de 2020, e são ajustados por concessão com base nas exigências de diversos contratos em vigor para as propriedades, ou por campo quanto a qualidade e diferenças de mercado fornecidas pela Companhia. Todos os preços do gás são ajustados pelo conteúdo de energia.

7.9 - Outras Informações Relevantes

RESERVAS E RECURSOS CONTINGENTES

Segue abaixo tabela resumida das nossas reservas e recursos contingentes líquidos, com data base de 31 de dezembro de 2020, preparados de acordo com os Relatórios sobre Reservas e Recursos Contingentes. As reservas e recursos contingentes líquidos representam a parcelas das reservas e recursos contingentes das referidas concessões de propriedade da Companhia ou a ela atribuídas contratualmente, descontadas as participações de eventuais terceiros e descontados os royalties da união.

	Petróleo e Líquidos de Gás Natural				Gás				Barris de Óleo Equivalentes ⁽¹⁾	(Petróleo como % do Total)	(Gás como % do Total)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MUS\$) ⁽²⁾
	Reconavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total	Reconavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total				
	(em milhares de barris)				(em milhões de pés cúbicos)				(em milhares de boes)			
Reservas Líquidas												
Reservas provadas em produção	2.739,1	7.626,1	n.a.	10.365,2	1.903,2	6.901,7	n.a.	8.804,9	11.832,7	87,6%	12,4%	153.131,9
Reservas provadas desenvolvidas, porém não em produção ("shut in" ou "behind pipe")	1.370,5	2.437,3	n.a.	3.807,8	590,0	6.725,3	n.a.	7.315,3	5.027,0	75,7%	24,3%	74.803,7
Reservas provadas não desenvolvidas	928,2	6.112,6	n.a.	7.041,8	266,7	2.328,7	n.a.	2.595,4	7.474,4	94,2%	5,8%	136.356,9
Total de reservas provadas (1P)	5.038,9	16.176,0	n.a.	21.214,9	2.760,0	15.955,7	n.a.	18.715,7	24.334,1	87,2%	12,8%	364.302,5
Total de reservas prováveis	438,1	5.468,1	n.a.	5.906,2	244,1	2.384,1	n.a.	2.628,2	6.344,2	93,1%	6,9%	99.947,6
Total de reservas provadas + prováveis (2P)	5.477,0	21.644,1	n.a.	27.121,0	3.004,1	18.339,8	n.a.	21.343,8	30.678,3	88,4%	11,6%	464.250,1
Total de reservas possíveis	391,2	2.139,5	n.a.	2.530,6	38,4	564,0	n.a.	602,4	2.631,0	96,2%	3,8%	34.046,3
Total de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P)	5.868,1	23.783,5	n.a.	29.651,6	3.042,4	18.903,8	n.a.	21.946,2	33.309,3	89,0%	11,0%	499.196,5
Recursos Contingentes												
Menor Estimativa (1C)	9.041,7	19.181,2	18.639,9	46.862,8	4.029,0	28.963,0	175.918,7	208.910,7	81.681,2	57,4%	42,6%	438.136,1
Melhor Estimativa (2C)	13.918,9	26.097,3	22.309,6	62.325,8	5.694,1	37.304,8	217.971,7	260.970,7	105.821,0	58,9%	41,1%	531.636,2
Maior Estimativa (3C)	17.010,3	30.227,6	23.193,3	70.431,2	7.175,7	40.482,7	222.590,9	270.249,3	115.472,8	61,0%	39,0%	587.990,8
Total (1P + 1C)	14.080,5	35.357,2	18.639,9	68.077,6	6.789,0	44.918,7	175.918,7	227.626,4	106.015,4	64,2%	35,8%	802.438,7
Total (2P + 2C)	19.395,9	47.741,4	22.309,6	89.446,9	8.698,2	55.644,6	217.971,7	282.314,5	136.499,3	65,5%	34,5%	995.886,4
Total (3P + 3C)	22.878,4	54.011,2	23.193,3	100.082,9	10.218,1	58.386,4	222.590,9	292.195,5	148.782,1	67,8%	32,7%	1.087.177,2

Notas:

- (1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe.
- (2) Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10%a.a.
- (3) As reservas do Reconavo incluem: (i) as participações (aproximadamente 85%) detidas pela Companhia através do Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) nos 12 campos do Polo Remanso; e (ii) 100% de participação nos campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho. Todos estes campos localizados no estado da Bahia. Os recursos contingentes referem-se: (i) à participação residual (aproximadamente 15%) atualmente detidas pela Petrobras no CPCR; e (ii) aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após dos prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Remanso e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.
- (4) As reservas da Potiguar são compostas pelos 34 campos do Polo Riacho da Forquilha, dos quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (aproximadamente 70% Potiguar E&P e 30% Sonangol) e 2 com a Partex Brasil Ltda (50% Potiguar E&P e 50% Partex), todos situados no estado do Rio Grande do Norte. Os recursos contingentes referem-se aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após os prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas da extensão das concessões. Os valores apresentados nas tabelas refletem somente a participação (working interest) da Companhia nestas concessões.
- (5) Os recursos contingentes de Miranga incluem 100% de participação nos 9 campos do Polo Miranga, todos localizados no estado da Bahia. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Miranga e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.
- (6) Os valores totais podem não refletir a conta exata, em razão de eventuais arredondamentos de números.
- (7) As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas e recursos contingentes mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

7.9 - Outras Informações Relevantes

Tabela 1: Prognóstico de produção bruta e líquida anual de ativos onde a PetroReconcavo e suas subsidiárias opera, é concessionária ou está em processo de aquisição e de obtenção de uma extensão da concessão para operar, conforme relatórios de Reservas e Recursos Contingentes certificados pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. A Tabela I mostra a soma das reservas 2P e recursos contingentes 2C mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

RESERVAS COMPROVADAS + PROVÁVEIS (2P) + MELHOR ESTIMATIVA (2C) RECURSOS CONTINGENTES CONSOLIDADAS

PERÍODO FINAL M-D-A	RESERVAS BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS DE PARTICIPAÇÃO BRUTAS + RECURSOS				RESERVAS LÍQUIDAS + RECURSOS		
	ÓLEO	GÁS	TOTAL	ÁGUA	ÓLEO	GÁS ⁽¹⁾	TOTAL	ÁGUA	ÓLEO	GÁS ⁽¹⁾	TOTAL
	MBBL	MMCF	MBOE	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE
12-31-2021	4.858,4	9.015,8	6.361,1	58.363,2	4.312,2	8.390,9	5.710,7	52.578,4	3.874,4	7.483,9	5.121,8
12-31-2022	5.900,8	12.145,5	7.925,0	66.643,2	5.232,3	11.185,4	7.096,5	60.045,9	4.705,1	10.082,2	6.387,1
12-31-2023	6.695,7	16.246,3	9.403,4	71.126,9	6.139,0	14.733,8	8.594,7	64.607,6	5.521,5	13.463,7	7.765,5
12-31-2024	7.265,8	25.631,1	11.537,7	76.383,1	6.989,4	23.359,1	10.882,6	70.127,5	6.287,8	21.491,0	9.869,6
12-31-2025	7.788,1	27.062,8	12.298,6	78.530,0	7.605,5	24.811,6	11.740,8	74.984,3	6.838,6	22.787,9	10.636,6
12-31-2026	8.314,6	26.777,7	12.777,5	74.353,3	8.094,4	24.610,1	12.196,1	74.027,7	7.264,3	22.623,6	11.034,9
12-31-2027	7.854,9	24.316,0	11.907,6	69.185,7	7.758,4	22.245,8	11.466,0	68.892,3	6.966,0	20.402,6	10.366,4
12-31-2028	7.111,0	21.361,6	10.671,2	65.025,8	7.110,1	19.435,7	10.349,4	64.748,2	6.385,8	17.818,4	9.355,5
12-31-2029	6.279,5	19.063,2	9.456,7	59.805,9	6.362,8	17.330,0	9.251,1	59.545,5	5.716,1	15.905,8	8.367,1
12-31-2030	5.455,9	16.993,5	8.288,1	54.414,0	5.579,2	15.455,9	8.155,2	54.158,7	5.013,8	14.204,5	7.381,2
12-31-2031	4.702,5	15.192,5	7.234,6	49.522,0	4.849,5	13.817,9	7.152,4	49.265,2	4.365,8	12.738,8	6.488,9
12-31-2032	4.102,6	13.679,9	6.382,6	44.485,9	4.261,9	12.443,5	6.335,8	44.222,4	3.838,4	11.482,1	5.752,1
12-31-2033	3.601,1	12.360,4	5.661,1	39.230,6	3.766,5	11.243,2	5.640,4	38.956,2	3.393,3	10.378,3	5.123,1
12-31-2034	3.183,0	11.211,9	5.051,6	36.928,6	3.351,0	10.199,4	5.050,9	36.673,2	3.019,9	9.415,9	4.589,2
12-31-2035	2.537,8	10.029,1	4.209,3	28.275,7	2.704,7	9.110,1	4.223,0	28.104,0	2.438,3	8.414,9	3.840,8
12-31-2036	1.878,1	8.952,8	3.370,2	17.902,1	2.045,0	8.115,0	3.397,5	17.855,6	1.845,0	7.502,8	3.095,4
12-31-2037	1.630,2	8.224,9	3.001,1	15.809,8	1.807,4	7.458,8	3.050,6	15.774,0	1.631,7	6.896,6	2.781,1
12-31-2038	1.478,2	7.521,7	2.731,8	14.687,7	1.644,6	6.819,2	2.781,1	14.662,6	1.485,1	6.305,2	2.536,0
12-31-2039	1.306,9	6.876,3	2.452,9	14.020,1	1.471,5	6.235,1	2.510,7	14.006,7	1.329,7	5.765,0	2.290,5
12-31-2040	1.164,5	6.334,7	2.220,2	13.275,1	1.318,3	5.743,3	2.275,6	13.267,8	1.191,9	5.310,3	2.076,9
12-31-2041	1.037,2	5.836,1	2.009,9	11.597,6	1.180,4	5.290,6	2.062,2	11.597,6	1.067,8	4.892,7	1.883,3
12-31-2042	895,5	5.257,1	1.771,7	10.096,2	1.027,6	4.763,9	1.821,6	10.096,2	930,7	4.408,3	1.665,4
12-31-2043	787,1	4.709,1	1.572,0	8.922,2	908,0	4.265,8	1.619,0	8.922,2	823,1	3.948,7	1.481,2
12-31-2044	721,9	4.346,8	1.446,4	8.175,0	834,5	3.936,2	1.490,5	8.175,0	756,6	3.643,3	1.363,8
12-31-2045	624,7	3.873,2	1.270,3	7.088,9	729,5	3.503,8	1.313,5	7.088,9	662,2	3.247,2	1.203,4
12-31-2046	562,5	3.544,4	1.153,2	6.596,8	660,3	3.204,8	1.194,4	6.596,8	599,7	2.971,6	1.094,9
12-31-2047	523,6	3.275,5	1.069,5	6.426,3	614,1	2.961,4	1.107,6	6.426,3	557,8	2.744,8	1.015,3
12-31-2048	470,5	3.041,7	977,4	5.793,2	555,3	2.749,2	1.013,5	5.793,2	504,7	2.549,1	929,6
12-31-2049	223,0	2.633,4	661,9	1.701,2	301,5	2.376,4	697,6	1.701,2	278,1	2.212,6	646,9
12-31-2050	123,4	1.443,6	364,0	949,6	166,3	1.302,8	383,5	949,6	153,5	1.212,6	355,6
TOTAL	99.078,9	336.958,6	155.238,7	1.015.315,6	99.381,3	307.098,4	150.564,4	983.851,0	89.446,9	282.314,5	136.499,3

Notas:

⁽¹⁾ Participação e volumes de gás líquidos são após o encolhimento.

As estimativas aqui exibidas foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes previstas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS), aprovado pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Conforme apresentado no PRMS de 2018, acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos em potencial. Diferentes classificações de acumulações de petróleo têm graus variados de riscos técnicos e comerciais, que são difíceis de quantificar. Desse modo, reservas, recursos contingentes e recursos em potencial não devem ser agregados sem uma consideração extensiva de tais fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas e dos recursos contingentes, sem ajustes para esses fatores. Tais somas são exibidas apenas para fins de conveniência.

Os volumes de óleo exibidos incluem petróleo bruto e condensado. Volumes de petróleo estão expressos em milhares de barris (MBBL); Um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases de temperatura e pressão padrão. Volumes de óleo equivalente exibidos nesta tabela são expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinados utilizando-se a proporção de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

8.1 - Negócios Extraordinários

8.1 – Negócios extraordinários

Nos três últimos exercícios sociais não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal dos negócios da Companhia e que não tenham sido mencionadas neste Formulário de Referência.

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, não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

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 não foi celebrado nenhum contrato relevante pela Companhia ou por suas controladas que não fosse diretamente relacionado com as suas atividades operacionais.

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.

8.4 – Outras inf. Relev. – Negócios extraord.

Não há informações relevantes com relação a este item 8.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros

9.1 – Bens do ativo não-circulante relevantes – Outros

A Companhia não utiliza imóveis de sua propriedade para desenvolvimento de suas atividades comerciais. As atividades da Companhia são desenvolvidas em imóveis cuja ocupação é legitimada por meio de Contrato de Produção com Cláusula de Risco, celebrado com a Petrobras em 1º de fevereiro de 2000, no qual a Petrobras permite à Companhia, ou a quem esta indicar, a utilização, sem ônus e pelo prazo de 25 anos, de todos os seus direitos relacionados a terras, direito de servidão e direitos de passagem, bem como à ocupação de poços, de linhas de fluxo entre tais poços e de estações de coleta.

De acordo com o Contrato de Produção, a Companhia não despense nenhum gasto para utilização dos imóveis onde se localizam as cabeças de poços, de linhas de fluxo entre tais poços e de estações de coleta, uma vez que a relação entre os proprietários particulares dos imóveis é exercida diretamente com a Petrobras, sem a intervenção da Companhia.

A Companhia, de acordo com o contrato acima mencionado, poderá ocupar as seguintes áreas: (i) Complexo Remanso/Mata de São João, localizado a aproximadamente 53 km do nordeste de Salvador, com área total de 54.237km²; (ii) Complexo Cassarongonga, localizado a algumas dezenas de quilômetros ao norte de Salvador, e com área total de 75.126km²; (iii) Complexo Sesmarias, localizado a aproximadamente 115 km do norte de Salvador, e com área total de 17.718km²; (iv) Complexo Rio dos Ovos, localizado a aproximadamente 190 km do nordeste de Salvador, e na área de 5.231km²; e (v) Complexo Rio Subaúma, localizado a aproximadamente 180 km ao norte de Salvador, e na área de 2,86km².

É importante, ainda, ressaltar que a referida permissão para ocupação das áreas acima não é considerada cessão de direitos por parte da Petrobras. A Companhia não poderá transferir, ceder e nem dispor de tais direitos de utilização dos imóveis sem o prévio e expresso consentimento da Petrobras.

A Recôncavo E&P S.A., controlada da Companhia, ocupa um imóvel denominado Estação Ouro Preto, localizado no município de Mata de São João, objeto da matrícula nº 12.328 do Cartório de Registro de Imóveis da Comarca de Mata de São João, com área total de 7.463,4075m². Tal ocupação é legitimada por meio de Escritura de Promessa de Compra e Venda celebrada em 12 de julho de 2006 entre a Recôncavo E&P S.A. e o vendedor do imóvel. A mencionada escritura já está quitada pela Recôncavo E&P S.A., permanecendo pendente, tão somente, a formalização da escritura definitiva de compra e venda deste imóvel e o respectivo registro na matrícula para que a propriedade seja consolidada em nome da Recôncavo E&P S.A.

Além disso, a Recôncavo E&P S.A. ocupa imóveis de terceiros onde estão localizados os campos objeto de concessão, com fundamento nos Contratos de Pagamento de Participação, celebrados com particulares proprietários de tais imóveis, na forma do artigo 52 da Lei nº 9.478/97. Nos termos de referidos contratos, a Recôncavo E&P S.A. paga um determinado percentual sobre a produção para os particulares e um valor fixo anual pela utilização das áreas e, em troca, utiliza os imóveis onde se situam as cabeças dos poços de produção, localizados no Campo de Lagoa do Paulo Norte e no Campo de Acajá-Burizinho, localizados no município de Itanagra.

A Potiguar E&P, controlada da Companhia, ocupa imóveis de terceiros onde estão localizados os campos objeto de concessão, com fundamento nos Contratos de Pagamento de Participação, celebrados com particulares proprietários de tais imóveis, na forma do artigo 52 da Lei nº 9.478/97. Nos termos de referidos contratos, a Potiguar E&P paga um determinado percentual sobre a produção para os particulares e um valor fixo anual pela utilização das áreas e, em troca, utiliza os imóveis onde se situam as cabeças dos poços de produção, localizados nos Campos de Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Boa Esperança, Baixa do Juazeiro, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Jaçaná, Janduí, Juazeiro, Lorena, Leste do Poço Xavier, Livramento, Maçarico, Pardal, Patativa, Pajeú, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico-de-Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Sonda de produção terrestre modelo Falcon	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de produção terrestre modelo National Oilwell Varco 4C	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de produção terrestre modelo National Oilwell Varco 4C	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de perfuração terrestre modelo National Oilwell Varco 6C 750 HP Mobile Rig	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Máquina de Inspeção em Tubos ARTIS-3 MODEL-5400	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Unidade de fraturamento fabricação Kenworth	Brasil	BA	Mata de São João	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	2. Contrato de Concessão nº 48610.008012/2004	2036	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	1. Contrato de Concessão nº 48000.003482/97-37	Até 29/08/2029	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	2. Contrato de Concessão nº 48000.003785/97-69	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	3. Contrato de Concessão nº 48000.003914/97-18	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	4. Contrato de Concessão nº 48000.003787/97-94	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	5. Contrato de Concessão nº 4800.003787/97-48	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	6. Contrato de Concessão nº 48610.003901/2000	Até 30/06/2032	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	7. Contrato de Concessão nº 48610.009128/2005-16	Até 08/08/2039	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	8. Contrato de Concessão nº 48610.009225/2002	Sibite: Até 31/12/2041 e Jeçan	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	9. Contrato de Concessão nº 48000.003791/97-61	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	10. Contrato de Concessão nº 48610.008000/2004	Até 31/05/2036	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário ou qualquer de seus integrantes seja declarado falido, insolvente ou queira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	11. Contrato de Concessão nº 48610.009503/2003	Até 31/03/2036	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou queira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	12. Contrato de Concessão nº 4800.003798/97-19	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	13. Contrato de Concessão nº 48000.003915/97-72	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	14. Contrato de Concessão nº 48000.003802/97-86	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	15. Contrato de Concessão nº 48000.003803/97-49	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	16. Contrato de Concessão nº 48610.004000/98	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	17. Contrato de Concessão nº 48000.003805/97-74	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	18. Contrato de Concessão nº 48000.003807/97-08	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou queira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	19. Contrato de Concessão nº 48610.001502/2009-42	Até 30/08/2040	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou queira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	20. Contrato de Concessão nº 48000.003813/97-01	Até 06/08/2025	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo de 90 dias após notificação pela ANP para tal fim; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	21. Contrato de Concessão nº 48610.009227/2002A	Até 27/08/2034	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	22. Contrato de Concessão nº 48610.009226/2002	Até 31/03/2038	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	23. Contrato de Concessão nº 48610.001503/2009-97	Até 30/08/2040	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	24. Contrato de Concessão nº 48000.003815/97-28	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	25. Contrato de Concessão nº 48000.003821/97-21	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	26. Contrato de Concessão nº 48000.003824/97-19	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	27. Contrato de Concessão nº 48000.003916/97-35	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	28. Contrato de Concessão nº 48610.008001/2004	Até 10/01/2037	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	29. Contrato de Concessão nº 48000.003832/97-47	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	30. Contrato de Concessão nº 48000.003833/97-18	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	31. Contrato de Concessão nº 48610.004002/98	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	32. Contrato de Concessão nº 48000.003789/97-10	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a ANP ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estará sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Marcas	PETRORECONCAVO Registro nº 829408118– Classe NCL(9) 42 Marca mista, em nome da PetroReconcavo S.A.	Até 11/02/2024	A perda dos direitos sobre a marca pode ocorrer nos seguintes casos: (i) no caso de concessão de um registro em desacordo com a Lei 9.279/96 (por meio de processo de nulidade de marca, tanto pela via administrativa como judicial); (ii) na hipótese de a marca não estar sendo utilizada na forma estipulada em lei (processo administrativo de caducidade); e (iii) não pagamento das taxas devidas para a concessão e prorrogação do pedido ou registro.	A perda dos direitos sobre a marca pode acarretar as seguintes consequências: (i) perda do direito de uso exclusivo da marca por parte do titular; (ii) impossibilidade de impedir que terceiros utilizem marcas idênticas ou semelhantes para assinalar serviços ou produtos idênticos, afins e correlatos; e (iii) perda do direito de uso da marca pelo próprio titular.
Marcas	RECONCAVO E&P Registro nº 829408126– Classe NCL(9) 42 Marca Mista, em nome de Reconcavo E&P S.A.	Até 29/05/2028	A perda dos direitos sobre a marca pode ocorrer nos seguintes casos: (i) no caso de concessão de um registro em desacordo com a Lei 9.279/96 (por meio de processo de nulidade de marca, tanto pela via administrativa como judicial); (ii) na hipótese de a marca não estar sendo utilizada na forma estipulada em lei (processo administrativo de caducidade); e (iii) não pagamento das taxas devidas para a concessão e prorrogação do pedido ou registro.	A perda dos direitos sobre a marca pode acarretar as seguintes consequências: (i) perda do direito de uso exclusivo da marca por parte do titular; (ii) impossibilidade de impedir que terceiros utilizem marcas idênticas ou semelhantes para assinalar serviços ou produtos idênticos, afins e correlatos; e (iii) perda do direito de uso da marca pelo próprio titular.
Marcas	Ciranda Viva Reconcavo Registro nº 907452442 Classe NCL(10) 41 Marca Mista, em nome da PetroReconcavo	Até 01/11/2026	A perda dos direitos sobre a marca pode ocorrer nos seguintes casos: (i) no caso de concessão de um registro em desacordo com a Lei 9.279/96 (por meio de processo de nulidade de marca, tanto pela via administrativa como judicial); (ii) na hipótese de a marca não estar sendo utilizada na forma estipulada em lei (processo administrativo de caducidade); e (iii) não pagamento das taxas devidas para a concessão e prorrogação do pedido ou registro.	A perda dos direitos sobre a marca pode acarretar as seguintes consequências: (i) perda do direito de uso exclusivo da marca por parte do titular; (ii) impossibilidade de impedir que terceiros utilizem marcas idênticas ou semelhantes para assinalar serviços ou produtos idênticos, afins e correlatos; e (iii) perda do direito de uso da marca pelo próprio titular.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Nome de domínio na internet	petroreconcavo.com.br	Até 30/03/2022	O não pagamento periódico das retribuições devidas pode causar perda desse direito.	Impossibilidade de uso do nome de domínio. Adicionalmente, terceiros poderão registrar o nome de domínio.
Licenças	Software SoftExpert (Módulos SE Document)	Prazo Indeterminado	Fatores geradores de término contratual.	Perda do direito de uso do software.
Licenças	Software TOTVS / RM	Prazo indeterminado	Fatores geradores de término contratual.	Perda do direito de uso do software.
Licenças	Software Fluig TOTVS	Prazo indeterminado	Fatores geradores de término contratual.	Perda do direito de uso do software.
Concessões	1. Contrato de Concessão nº48610.009231/2002	17/11/2032	(i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia encontra-se sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

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	Data	Valor (Reais)		
Poitugar E&P S.A.	30.759.670/0001-57	-	Controlada	Brasil	RN	Mossoró	Desenvolvimento, pesquisa, exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.	99,999943
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Poitugar E&P para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.								
Poitugar E&P S.A.	30.759.670/0001-57	-	Controlada	Brasil	RN	Mossoró	Desenvolvimento, pesquisa, exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.	99,999943
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Poitugar E&P para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.								
Recôncavo América LLC	09.603.972/0001-45	-	Controlada	Estados Unidos			Aquisição de equipamentos utilizados em campos de petróleo, especialmente sondas de produção e perfuração terrestres, e aluguel dos mesmos no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra de jazidas de petróleo e de gás natural – REPETRO.	100,000000
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Recôncavo América LLC para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.								
31/12/2020	-1,670000	0,000000		Valor mercado	31/12/2019	530.280.000,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000		Valor contábil				
31/12/2018	0,000000	0,000000		Valor contábil				
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Recôncavo América LLC para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.								
31/12/2020	152,980000	0,000000		Valor mercado	31/12/2019	10.635.000,00		
31/12/2019	37,160000	0,000000		Valor contábil				
31/12/2018	0,000000	0,000000		Valor contábil				
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Recôncavo América LLC para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.								

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)			
A Companhia mantém sua participação na Reconcavo America LLC para aluguel de equipamentos utilizados em campos de petróleo no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra de jazidas de petróleo e de gás natural – REPETRO.								
Recôncavo América LLC	09.603.972/0001-45	-	Controlada	Estados Unidos			Aquisição de equipamentos utilizados em campos de petróleo, especialmente sondas de produção e perfuração terrestres, e aluguel dos mesmos no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra de jazidas de petróleo e de gás natural – REPETRO.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2020	152,980000	0,000000		0,00	Valor contábil	31/12/2020	26.904.000,00	
31/12/2019	37,160000	0,000000		0,00				
31/12/2018	0,000000	0,000000		0,00				
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Reconcavo America LLC para aluguel de equipamentos utilizados em campos de petróleo no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra de jazidas de petróleo e de gás natural – REPETRO.								
Recôncavo E&P S.A.	06.235.572/0001-36	-	Controlada	Brasil	BA	Mata de São João	Desenvolvimento, pesquisa, exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.	99,999869
Valor mercado								
31/12/2020	-9,470000	0,000000		0,00	Valor contábil	31/12/2019	12.882.000,00	
31/12/2019	9,840000	0,000000		304.000,00				
31/12/2018	0,000000	0,000000		0,00				
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Reconcavo E&P S.A. para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.								
Recôncavo E&P S.A.	06.235.572/0001-36	-	Controlada	Brasil	BA	Mata de São João	Desenvolvimento, pesquisa, exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.	99,999869
Valor mercado								
31/12/2020	-9,470000	0,000000		0,00	Valor contábil	31/12/2020	11.662.000,00	
31/12/2019	9,840000	0,000000		0,00				

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)			
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

A Companhia mantém sua participação na Reconcavo E&P S.A. para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados.

9.2 - Outras Informações Relevantes

9.2 – Outras informações relevantes

- **SPA do Polo Remanso:**
 - Partes Signatárias: Petrobras (vendedora) e Petrorecôncavo (compradora).
 - Data de Assinatura: 23/12/2020
 - Vigência: Data de eficácia econômica a partir de 1º de julho de 2020, condicionado à assinatura, pela ANP, dos aditamentos aos Contratos de Concessão objeto do acordo.
 - Objeto: Cessão da participação indivisa da Petrobras em todos os direitos, obrigações e responsabilidades das concessões pertencentes ao Polo Remanso, localizado na Bahia. O Polo Remanso engloba 12 campos terrestres, sendo eles: Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria. A Petrobras era operadora com 100% de participação nessas concessões. O acordo também prevê a transferência dos AIPs de Gomo e Cassarongongo para a Compradora.
 - Valor do Contrato: US\$ 30 milhões (trinta milhões de dólares).
- **Risk Production Agreement (Contrato de Produção):**
 - Partes: Companhia e a Petróleo Brasileiro S.A.
 - Data de assinatura: 01º de fevereiro de 2000.
 - Vigência: em razão da assinatura do SPA do Polo Remanso e da Escritura de Rescisão do Contrato de Produção, assinada no mesmo dia do SPA, o contrato terá vigência apenas até a data em que a ANP executar os aditivos aos Contratos de Concessão objeto do SPA, com a consequente cessão das concessões para a Petrorecôncavo.
 - Objeto: reabilitação, reativação, rejuvenescimento e exploração dos campos de Mata de São João (Complexo do Remanso), Complexo Cassarongongo, Sesmaria, Rio dos Ovos e Rio Subaúma.
- **SPA do Polo Miranga:**
 - Partes Signatárias: Petrobras (vendedora) e SPE Miranga S.A (compradora).
 - Data de Assinatura: 24/02/2021
 - Vigência: A partir da data de fechamento da transação, condicionado à assinatura, pela ANP, dos aditamentos aos Contratos de Concessão objeto do acordo.
 - Objeto: Cessão da participação indivisa da Petrobras em todos os direitos, obrigações e responsabilidades das concessões pertencentes ao Polo Miranga, localizado na Bahia. O Polo Miranga engloba 9 campos terrestres, sendo eles: Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho São Pedro e Sussuarana
 - Valor do Contrato: US\$ 220.100.000,00 (duzentos e vinte milhões e cem mil de dólares).

9.2 - Outras Informações Relevantes

Contratos Comerciais celebrados sob os seguintes termos:

- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Polo Riacho da Forquilha:**
 - Partes: Petrobras e a Potiguar E&P.
 - Data de assinatura: 25 de abril de 2019.
 - Vigência: primeira das seguintes datas: (i) 31 de dezembro de 2021 ou (ii) a exclusivo critério da Potiguar E&P, mediante o envio de notificação à Petrobras, com 90 dias de antecedência.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, da parcela de gás atribuível à Potiguar E&P.
 - Aditivo:
 - 1º Aditivo celebrado em 09 de dezembro de 2019, cujo objeto foi a definição de procedimentos operacionais e competências aplicadas à atividade de recebimento, medição, análise da qualidade e transferência de Gás Natural do Polo Riacho da Forquilha, de propriedade da Potiguar E&P para a Petrobras.
 - 2º aditivo celebrado em 08 de dezembro de 2020, cujo objeto foi a extensão do prazo de vigência do contrato por mais 1 ano, possibilidade de rescisão unilateral do contrato apenas pela Potiguar E&P, alteração do valor estimado do contrato para R\$28,48 milhões e inclusão da venda da produção da concessão de Sabia Bico-de Osso no escopo do contrato.
- **Contrato para Compra e Venda do Petróleo oriundo do Polo Riacho da Forquilha:**
 - Partes: Petrobras e a Potiguar E&P.
 - Data de assinatura: 25 de abril de 2019:
 - Vigência: 31 de agosto de 2023, prorrogável por igual período.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da Potiguar E&P oriundo do Polo Riacho da Forquilha, exceto a produção dos Campos de Sabiá da Mata, Sabiá Bico de Osso, Cardeal e Colibri, que, por terem ponto de entrega diverso, são objeto de contrato celebrado à parte.
 - Valor estimado: R\$1.570.000.000,00 (um bilhão, quinhentos e setenta milhões de reais)

Contrato de Compra e Venda de Petróleo dos Campos Cardeal, Colibri, Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata:

- Partes: Petrobras e a Potiguar E&P.
- Data de assinatura: 25 de abril de 2019
- Vigência: até 31 de agosto de 2023, prorrogável por igual período.
- Objeto: compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da Potiguar E&P oriundo dos campos Cardeal, Colibri, Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata.
- Valor estimado: R\$960.000.000,00 (novecentos e sessenta milhões de reais).

9.2 - Outras Informações Relevantes

- **Contrato de Participação no Descomissionamento de Poços:**
 - Partes: Petrobras e a Potiguar E&P
 - Data de assinatura: 25 de abril de 2019
 - Vigência: até o pagamento, pela Petrobras, dos valores referentes ao Descomissionamento dos poços.
 - Objeto: definição dos termos e condições que regem a participação financeira da Petrobras no Descomissionamento dos poços objeto dos contratos de concessão detidos pela Potiguar E&P.

- **Contrato para Compra e Venda de Petróleo oriundo do Bloco BT-REC-10 e do Campo Juriti:**
 - Partes: Petrobras e Recôncavo E&P
 - Data de Assinatura: 01 de fevereiro de 2020
 - Vigência: até 31 de dezembro de 2020, podendo o prazo ser prorrogado por igual período
 - Objeto: a compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo da Recôncavo oriundo dos Campos componentes do Bloco BT-REC-10 (Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul e Acajá-Burizinho) e do Campo de Juriti.
 - Valor estimado: R\$8.360.000,00 (oito milhões, trezentos e sessenta mil reais)

- **Contrato para Compra e Venda de Petróleo oriundo do Polo Remanso:**
 - Partes: Petrobras e Petrorecôncavo
 - Data de Assinatura: 23 de dezembro de 2020
 - Vigência: a partir da assinatura, com efeitos após o Closing Date do SPA do Polo Remanso, com término em 31 de agosto de 2025.
 - Objeto: Compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da Petrorecôncavo oriundo do Polo Remanso (a parcela do volume de petróleo de propriedade da Petrorecôncavo produzida nas concessões de Cassarongongo e Gomo segue o percentual definido nos AIPs).
 - Valor estimado: R\$ 1.205.421.181,44 (um bilhão e duzentos e cinco milhões de reais, quatrocentos e vinte e um mil, cento e oitenta e um reais e quarenta e quatro centavos)

- **Contrato para Compra e Venda de Gás Natural oriundo do Polo Remanso:**
 - Partes: Petrobras e Petrorecôncavo
 - Data de Assinatura: 23 de dezembro de 2020
 - Vigência: a partir da assinatura, com efeitos após o Closing Date do SPA do Polo Remanso, com término em 31 de dezembro de 2024.
 - Objeto: Compra, pela Petrobras, da parcela de gás atribuível à Petrorecôncavo oriundo do Polo Remanso.

9.2 - Outras Informações Relevantes

- Valor estimado: R\$ 13,1 (treze milhões e cem mil reais)
- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Polo Miranga:**
 - Partes: Petrobras e a SPE Miranga S.A.
 - Data de assinatura: 24/02/2021.
 - Vigência: em vigor da data de celebração, no entanto, somente produzirá efeitos após a data em que a SPE Miranga assumir os direitos, obrigações e responsabilidades da Petrobras previstos no Contrato de Concessão, até a primeira das seguintes datas: (i) 31 de dezembro de 2024 ou (ii) a exclusivo critério da SPE Miranga, mediante o envio de notificação à Petrobras, com 90 dias de antecedência.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, da parcela de gás atribuível à SPE Miranga.
 - Valor estimado: R\$ 175,28 milhões (cento e setenta e cinco milhões e duzentos e oitenta mil reais)
- **Contrato para Compra e Venda do Petróleo oriundo do Polo Miranga:**
 - Partes: Petrobras e a SPE Miranga.
 - Data de assinatura: 24/02/2021
 - Vigência: 31 de dezembro de 2024, prorrogável por igual período.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da SPE Miranga oriundo do Polo Miranga.
 - Valor estimado: R\$286.000.000,00 (duzentos e oitenta e oito milhões de reais)
- **Contrato de Participação no Descomissionamento de Poços:**
 - Partes: Petrobras e a SPE Miranga
 - Data de assinatura: 24/02/2021
 - Vigência: até o pagamento, pela Petrobras, dos valores referentes ao Descomissionamento dos poços.
 - Objeto: definição dos termos e condições que regem a participação financeira da Petrobras no Descomissionamento dos poços objeto dos contratos de concessão detidos pela SPE Miranga.

Em complemento ao item 9.1.b deste Formulário de Referência, seguem abaixo informações adicionais sobre os ativos relacionados aos contratos de concessões:

Contrato de Concessão	Descrição
Recôncavo E&P S.A.	
1. Contrato de Concessão nº 48610.009231/2002	Contrato referente aos Campos de Acajá Burizinho, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo e Lagoa do Paulo Sul, celebrado entre a Petrorecôncavo e a ANP, em 30/09/02, e cedido posteriormente à Recôncavo E&P S.A.

9.2 - Outras Informações Relevantes

2. Contrato de Concessão nº 48610.008012/2004	Contrato referente ao Campo de Juriti, firmado entre a Recôncavo E&P S.A. e a ANP em 24/11/2004.
Potiguar E&P S.A.	
1. Contrato de Concessão nº 48000.003482/97-37	Contrato referente ao campo de Asa Branca, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
2. Contrato de Concessão nº 48000.003785/97-69	Contrato referente ao campo de Baixa do Algodão, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
3. Contrato de Concessão nº 48000.003914/97-18	Contrato referente ao campo de Baixa do Juazeiro firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
4. Contrato de Concessão nº 48000.003787/97-94	Contrato referente ao campo Boa Esperança, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
5. Contrato de Concessão nº 4800.003797/97-48	Contrato referente ao campo de Fazenda Curral, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
6. Contrato de Concessão nº 48610.003901/2000	Contrato referente ao campo de Acauã, firmado entre a Petrobras e a ANP em 15/09/2000 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
7. Contrato de Concessão nº 48610.009128/2005-16	Contrato referente aos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, firmado entre a Petrobras, a Sonangol e a ANP em 12/01/2006 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 2019 a sua participação de 70%, ficando, assim, 70% da participação de titularidade da Potiguar E&P e 30% da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda., definida como Operadora dos campos.
8. Contrato de Concessão nº 48610.009225/2002	Contrato referente aos campos de Jaçaná e Sibite, firmado em 02/09/2002 entre a Petrobras e a ANP e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
9. Contrato de Concessão nº 48000.003791/97-61	Contrato referente ao campo Cachoeirinha, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
10. Contrato de Concessão nº 48610.008000/2004	Contrato referente ao campo de Cardeal, firmado entre a Petrobras, a Partex Brasil e a ANP em 24/11/2004, e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019 a sua participação de 50% no referido contrato.
11. Contrato de Concessão nº 48610.009503/2003	Contrato referente ao campo de Colibri, firmado entre a Petrobras, a Partex Brasil e a ANP em 26/11/2003 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019 a sua participação de 50% no referido contrato.
12. Contrato de Concessão nº 4800.003798/97-19	Contrato referente ao Campo Fazenda Malaquias, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.

9.2 - Outras Informações Relevantes

13. Contrato de Concessão nº 48000.003915/97-72	Contrato referente ao campo Fazenda Junco, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
14. Contrato de Concessão nº 48000.003802/97-86	Contrato referente ao campo Janduí, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
15. Contrato de Concessão nº 48000.003803/97-49	Contrato referente ao campo de Juazeiro, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
16. Contrato de Concessão nº 48610.004000/98	Contrato referente ao campo Leste de Poço Xavier, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
17. Contrato de Concessão nº 48000.003805/97-74	Contrato referente ao campo de Livramento, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
18. Contrato de Concessão nº 48000.003807/97-08	Contrato referente ao campo Lorena, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
19. Contrato de Concessão nº 48610.001502/2009-42	Contrato referente ao campo Maçarico firmado entre a Petrobras e a ANP em 30/04/2009 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
20. Contrato de Concessão nº 48000.003813/97-01	Contrat referente ao campo Pajeú firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
21. Contrato de Concessão nº 48610.009227/2002A	Contrato referente ao Campo de Pardal, firmado entre a Petrobras e a ANP em 07/05/2012 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
22. Contrato de Concessão nº 48610.009226/2002	Contrato referente ao Campo de Patativa, firmado em 02/09/2002 entre a Partex Brasil Limitada e a ANP e cedido pela Partex à Petrobras em 18/04/2012, que cedeu à Potiguar E&P em 09/12/2019.
23. Contrato de Concessão nº 48610.001503/2009-97	Contrato referente ao Campo de Paturi, firmado em 30/04/2009 entre a Petrobras e a ANP e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
24. Contrato de Concessão nº 48000.003815/97-28,	Contrato referente ao Poço de Xavier, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
25. Contrato de Concessão nº 48000.003821/97-21	Contrato referente ao campo de Riacho da Forquilha, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
26. Contrato de Concessão nº 48000.003824/97-19	Contrato referente ao campo de Rio Mossoró, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.

9.2 - Outras Informações Relevantes

27. Contrato de Concessão nº 48000.003916/97-35	Contrato referente ao campo de Sabiá firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
28. Contrato de Concessão nº 48610.008001/2004	Contrato referente ao campo de Trinca Ferro, firmado entre a Petrobras e a ANP em 24/11/2004 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
29. Contrato de Concessão nº 48000.003832/97-47	Contrato referente ao campo de Três Marias, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
30. Contrato de Concessão nº 48000.003833/97-18	Contrato referente ao campo de Upanema firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
31. Contrato de Concessão nº 48610.004002/98	Contrato referente ao campo de Varginha, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
32. Contrato de Concessão nº 48000.003789/97-10	Contrato referente ao Campo de Brejinho, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

10.1 – Condições financeiras e patrimoniais gerais

As informações contidas no item 10 deste Formulário de Referência são derivadas das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia e compreendem, portanto, as demonstrações financeiras consolidadas auditadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, 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 os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e aprovados pela CVM. Conforme descrito no item 10.4 deste Formulário de Referência, tais demonstrações financeiras apresentam parágrafos de ênfase sobre práticas contábeis divergentes entre as adotadas no Brasil e as adotadas no IFRS e propósito de apresentação das respectivas demonstrações financeiras. Os termos “AH” e “AV”, constantes das colunas de determinadas tabelas apresentadas nos itens abaixo, significam, respectivamente, “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”.

(a) condições financeiras e patrimoniais gerais;

Os Diretores acreditam que a Companhia é uma das líderes no mercado de gestão de Campos Maduros *onshore* no Brasil, com atuação nos estados da Bahia e do Rio Grande do Norte.

As receitas da Companhia provêm principalmente da prestação de serviços de produção e da comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural). A Companhia estrutura alguns de seus projetos através de suas sociedades controladas, Reconcavo America LLC, Recôncavo E&P S.A e Potiguar E&P.

A Companhia administra seu capital de forma a assegurar que as sociedades por ela controladas possam continuar com suas atividades normais. A política da Administração consiste em manter uma sólida base de capital de forma a manter a confiança dos seus investidores, credores e mercado, bem como garantir o desenvolvimento futuro do negócio. A Administração monitora o retorno sobre o capital aplicado considerando os resultados das atividades econômicas do segmento operacional de exploração e produção de petróleo. A Administração também monitora o nível de dividendos distribuídos aos acionistas.

O atual capital de giro da Companhia é suficiente para as atuais exigências e seus recursos de caixa são suficientes para financiar suas atividades, bem como as de suas sociedades controladas, e cobrir suas necessidades de recursos em curto prazo.

A Administração da Companhia entende que a mesma, assim como suas controladas, apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para implementar seu plano de negócio e cumprir suas obrigações de curto e médio prazo.

Nos últimos três exercícios sociais findos em 2020, 2019 e 2018, a evolução do EBITDA foi respectivamente de 3% e 204%.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
	<i>(valores em milhares de reais)</i>		
EBITDA	474.405	155.857	151.892
Margem EBITDA	60,22%	45,85%	50,69%

Para mais informações sobre o EBITDA e Margem EBITDA, ver item 3.2 deste Formulário de Referência.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(b) estrutura de capital;

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo patrimônio líquido da mesma (que inclui capital, reservas, reserva de lucros) e endividamentos bancários e com a Finep. A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

<u>Estrutura de capital (R\$ mil)</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Passivo Circulante	354.561	142.193	52.227
Passivo Não Circulante	745.416	759.930	32.075
Capital de Terceiros	1.099.977	902.123	84.302
% de capital de terceiros	53%	48%	17%
Patrimônio Líquido	980.196	961.797	421.601
% do patrimônio líquido	47%	52%	83%

(c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos;

A Companhia acredita possuir capacidade de pagamento suficiente para honrar os seus compromissos financeiros existentes na data deste Formulário de Referência.

A Companhia gerou no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 um EBITDA de R\$474,4 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 um EBITDA de R\$155,9 milhões e no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 um EBITDA de R\$151,9 milhões.

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia acredita que se encontrava com liquidez satisfatória, mesmo apresentando capital circulante líquido negativo, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, em R\$31.577 mil. A Administração julga que a Companhia não tem risco significativo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa no conceito de EBITDA, pois essa geração de caixa é suficiente para pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e para cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações. Em 31 de dezembro de 2019 e 2018, a Companhia possuía capital circulante líquido positivo de R\$10.142 mil e R\$26.657 mil, respectivamente.

A relação de dívida líquida (empréstimos de curto e longo prazo menos caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos) da Companhia sobre o seu EBITDA 1,53x no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A relação entre EBITDA e dívida líquida, bem como a relação entre dívida líquida e patrimônio líquido, são utilizados para indicar a capacidade de pagamento da Companhia em relação a seus compromissos financeiros.

Adicionalmente, a Administração entende que o perfil de vencimento da dívida é condizente com a geração de caixa da Companhia. Abaixo é demonstrado o montante da dívida a vencer por ano, em milhares de reais:

Vencimento R\$ mil	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Total
Empréstimos e financiamentos	212.931	537.206	143.903	894.040

(d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas;

No exercício social de 2018, a Companhia financiou suas operações com capital próprio e possuía baixo endividamento com terceiros, não vinculados à Companhia. No exercício de 2019, a controlada Potiguar E&P contratou empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a um leasing financeiro, um financiamento direcionado à inovação com a Finep e

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

empréstimos bancários na controlada Potiguar E&P. A Companhia e suas controladas não adquiriram novos empréstimos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Para mais informação sobre os empréstimos e financiamentos ver item 10.1(f) e (g) deste Formulário de Referência.

A Companhia acredita que a geração de caixa operacional, somada à possibilidade de captação de recursos de terceiros por meio de empréstimos e de emissão de valores mobiliários de sua emissão, incluindo ações, suportam a eventual necessidade de recursos para o financiamento do capital de giro e para a realização de investimentos em ativos não-circulantes, como expansão orgânica, compra de equipamentos e novas aquisições.

(e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez;

Tendo em vista sua estrutura de capital atual, a Companhia acredita gerar recursos suficientes para cumprir com suas obrigações operacionais rotineiras, bem como financiar grande parte da expansão de suas atividades, de modo que não antevê a necessidade de captação de recursos no mercado no curto e médio prazos, com exceção da oferta em andamento.

Contudo, os Diretores não excluem a possibilidade de estruturar ou obter uma fonte de financiamento futuro para fins de capital de giro ou investimentos em ativos não circulantes.

Caso esta necessidade venha a surgir, por exemplo, para financiar aquisições de novos ativos produtores de petróleo e/ou gás natural, a Administração da Companhia avaliará as eventuais necessidades de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital, podendo optar por uma forma de financiamento ou outra.

(f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes;

Os saldos consolidados de empréstimos e financiamentos, em milhares de reais, eram os seguintes:

	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
<i>R\$ mil</i>			
FINEP	2.733	4.263	5.491
Empréstimos bancários	926.501	791.651	-
Custos a amortizar	(35.194)	(51.895)	-
Total	<u>894.040</u>	<u>744.019</u>	<u>5.491</u>

No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a Companhia adquiriu financiamento perante a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), com o objetivo de financiar atividades relacionadas ao plano de inovação da PetroRecôncavo dos próximos 36 meses. O total contratado foi de R\$10.691 mil, com uma taxa de juros de TJLP + 2,0% ao ano, carência de 24 meses e o prazo total de 84 meses. O montante contratado será disponibilizado à Companhia em três parcelas anuais, sendo que o saldo em aberto em 31 de dezembro de 2018, 2019 e 2020 refere-se à liberação de duas parcelas. Não há cláusulas contratuais restritivas (covenants) relacionadas a esse financiamento. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a Companhia optou por não receber a terceira parcela do financiamento. Não há penalidades previstas em caso de uma das parcelas não ser recebida. Como garantia desse financiamento a Companhia precisa manter saldos em aplicações financeiras vinculadas e em 31 de dezembro de 2020 o valor de R\$ 9.993 mil estava registrado nessa rubrica (2019, R\$1.191 mil).

Em 25 de abril de 2019, a Controlada Potiguar E&P celebrou Instrumento de Compra e Venda com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras para a aquisição, pelo valor de US\$384.200 mil, de 34 campos produtores de petróleo e gás natural, referentes ao *cluster* de Riacho da Forquilha cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. Com o objetivo de financiar parte do pagamento, a controlada Potiguar E&P firmou *Credit Agreement* com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Stanley e Deutsche Bank, no total de US\$195.428 mil, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR (*London Interbank Offered Rate*) para 3 meses. O empréstimo será pago em parcelas trimestrais até abril de 2024, sendo que o período de carência do principal se encerrou em 25 de julho de 2020.

Como parte da contratação do supracitado financiamento bancário, a controlada Potiguar E&P deu em garantia (i) os direitos emergentes dos contratos de concessão dos 34 campos pertencentes ao Polo Riacho da Forquilha, (ii) sua posição nos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, todos celebrados com a Petrobras, (iii) o estoque de petróleo, (iv) os equipamentos e maquinários de sua titularidade, (v) alienação fiduciária de 100% de suas ações e (vi) os direitos creditórios referentes: (a) aos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, (b) às apólices de seguro, (c) aos contratos de Swaps celebrados com Banco ABC, Goldman Sachs, Itaú Unibanco e Morgan Stanley e (d) às garantias outorgadas no âmbito dos contratos cedidos.

Em 29 de março de 2021, as partes do *Credit Agreement* firmaram um *Waiver and Amendment Agreement* por meio do qual os credores do *Credit Agreement* renunciaram aos seus respectivos direitos de exigir o pré-pagamento antecipado do saldo devedor em aberto em decorrência da conclusão da oferta pública inicial das ações de emissão da Companhia. Nesse sentido, entendemos que a consumação da oferta pública não ensejará o vencimento antecipado das obrigações decorrentes do *Credit Agreement*.

ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Não aplicável.

iii) grau de subordinação entre as dívidas,

Não aplicável.

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 ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições;

O contrato de empréstimo adquirido pela Potiguar E&P estabelece condições para distribuição de dividendos, sendo as principais:

- Não pagamento de dividendos oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2019;
- O preço na data final do último trimestre do Petróleo Brent não poderá ser menor que U\$45/bbl;
- A Potiguar E&P tem que estar adimplente com todas as obrigações contratuais;
- A Companhia e suas controladas precisam estar aderentes a todas as cláusulas de vencimento antecipado (*covenants*).

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras da controlada Potiguar E&P no prazo de 90 dias auditadas por auditores independentes; (ii) cláusula onde a Companhia e suas controladas se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que a Companhia e suas controladas conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento. Adicionalmente, o financiamento da Controlada Potiguar E&P inclui cláusulas restritivas com exigibilidade de cumprimento de performance de índices periódicos, sob condição de antecipação do vencimento da dívida em caso de descumprimento. Em 31 de dezembro de 2020, as obrigações são as seguintes:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) da Controlada Potiguar E&P não deve ser maior que:
 - 2,5 ao final do ano fiscal de 2020;
 - 2,25 durante o ano fiscal de 2021;
 - 2,0 durante o ano fiscal de 2022; e
 - 1,5 durante o ano fiscal de 2023 em diante.
- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) consolidado do Grupo não deve ser maior que 2,5.
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das reservas provadas sobre Dívida Bruta) da Controlada Potiguar E&P não deve ser menor que 1,5.
- Em qualquer momento, o Caixa Livre (Caixa e Equivalentes, incluindo Contas Vinculantes relacionadas ao Empréstimo) da Controlada Potiguar E&P não deve ser menor que R\$20.000 mil. No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, o Grupo cumpriu as cláusulas restritivas aplicáveis.

Durante o ano de 2020 foram concedidos dois *waivers* à Companhia:

- i. Em 19 de fevereiro de 2020 a Companhia solicitou um *waiver* com relação à obrigação da Potiguar E&P de entregar ao Agente Administrativo o benefício de cada Credor tão logo disponível, mas em qualquer caso no prazo de quarenta e cinco (45) dias após cada final de exercício, um Relatório de Engenharia Independente em relação a cada um da Controladora (PetroRecôncavo S.A.) e da Tomadora (Potiguar E&P). Este *waiver* foi aprovado pelos credores, sendo concedido um prazo até 10 de março de 2020, o que foi atendido pela Companhia.
- ii. Em 22 de julho de 2020 a Companhia solicitou um *waiver* para os credores renunciarem: (A) a exigência estabelecida na Seção 2.03(a)(ii) do Contrato de Crédito que limita a possibilidade do Tomador pré-pagar os Empréstimos antes do aniversário de 1 ano da Data de Execução, (B) a exigência estabelecida na Seção 2.03(d)(y) do Contrato de Crédito de que qualquer pré-pagamento dos Empréstimos será aplicado ao principal e ao parcelamento dos Empréstimos em ordem inversa de vencimento, a fim de que o Tomador aplicar o Pré-pagamento proposto pro rata a todas as amortizações restantes dos Empréstimos, (C) a exigência estabelecida na Seção 2.06(b) dos Contratos de Crédito referente à aplicação de um Prêmio de Pré-Pagamento a pagar pelo Mutuário sobre o valor do Pré-pagamento Proposto e (D) a exigência estabelecida em 2.03(e)(iii)(C) do Contrato de Crédito que só valores superiores a US\$ 5.000.000 retidos na Conta de Reserva de Caixa podem ser usados para pré-pagamento dos Empréstimos em ordem para o Tomador para aplicar todo e qualquer valor. Este *waiver* foi aprovado pelos credores, e em 27/07/2020 a Companhia fez uma amortização extraordinária antecipada de US\$8.000.000,00, o equivalente a R\$41.424.000,00.

(g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados; e

Não aplicável.

(h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

As informações financeiras contidas e analisadas a seguir são derivadas das demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, as quais foram elaboradas de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Análise das Demonstrações de Resultados Consolidados

PRINCIPAIS COMPONENTES DOS RESULTADOS DAS OPERAÇÕES DA COMPANHIA

Abaixo, encontra-se a discussão dos principais componentes de cada item das nossas demonstrações de resultado:

Receita Operacional Bruta

As receitas da Companhia advêm basicamente da prestação de serviços de produção e da comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e dividem-se em dois subsegmentos: (i) prestação dos serviços descritos no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, que englobam 12 campos na Bacia do Recôncavo; e (ii) venda de petróleo bruto e gás natural produzidos nos campos detidos integralmente pela Companhia ou em consórcios.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “Contrato de Produção” supracitado. O fechamento dessa aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Após o fechamento da transação o “contrato de produção com cláusula de risco” será encerrado.

Receita Operacional Bruta de Serviços

A receita operacional bruta de serviços é auferida pela Companhia e decorre do seu Contrato de Produção, dividindo-se da seguinte forma:

- **Curva Básica:** para os 12 campos objeto do Contrato de Produção, localizados na Bacia do Recôncavo, foi definida uma curva básica de produção com taxas de declínio pré-estabelecidas. Em 31 de dezembro de 2020, esta curva básica correspondia à produção de 140 bpd de petróleo e 3,5 Mm³ de gás por dia. O preço que a Companhia recebe pela produção dada por esta curva básica é composto por: (i) uma parte que corresponde à quantia de US\$3,00, convertida para Reais pelo câmbio em vigor na data de assinatura do Contrato de Produção e corrigido segundo a variação de uma cesta de diversos índices que medem a taxa de inflação; e (ii) uma parte que consiste no valor em Reais equivalente a US\$2,00 convertidos pela cotação do câmbio do mês em que ocorrer o pagamento. Em 31 de dezembro de 2020, o preço que a Companhia recebeu para a Curva Básica de produção era de R\$32,93 por *Boe*.
- **Produção Incremental:** corresponde à produção total de petróleo e gás natural da Companhia nos 12 campos cobertos pelo Contrato de Produção menos a produção da curva básica. Pela “Produção Incremental de Petróleo”, a Companhia recebe da Petrobras um valor equivalente ao preço do *Brent* convertido por uma cotação média do Dólar em Reais menos um fator de desconto, menos 15% e menos os *royalties* devidos à Petrobras que, no exercício findo em 2020, foram equivalentes a aproximadamente 9% em média de tal Produção Incremental. No caso da Produção Incremental de gás, a Petrobras paga 97% do preço médio para o gás *commodity* para uso industrial no Estado da Bahia menos o mesmo fator de desconto de 15% aplicável à Produção Incremental de petróleo e *royalties* de aproximadamente 9% sobre a Produção Incremental de gás da Companhia devidos à Petrobras. Em 31 de dezembro de 2020, os preços do petróleo e gás incremental que a Companhia recebeu foi de R\$252,68 por *Bbl* e R\$1.215,25 por *Mm³*, respectivamente.
- **Outras Receitas:** corresponde à parcela de 15,0% dos investimentos feitos pela Companhia para incremento da produção, além de outros itens previstos em contrato, tais como seguro dos campos e relatórios de reservas, que é reembolsada à Companhia pela Petrobras através de faturas periódicas emitidas pela Companhia nos valores correspondentes às parcelas a serem reembolsadas pela Petrobras, mediante apresentação de documentação comprobatória pertinente para a Petrobras.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Receita com Vendas de Petróleo Bruto e Gás Natural Produzido nos Campos Próprios

A receita com vendas de petróleo bruto produzido nos campos próprios auferida pelas controladas Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P corresponde à venda do petróleo bruto produzido nos campos dos Blocos BT-REC 10 e BT-REC 14, na Bacia do Recôncavo, no caso da Recôncavo E&P, e à venda do petróleo bruto e gás natural produzidos nos 34 campos na Bacia Potiguar em que a Potiguar E&P possui contratos de concessão celebrados com a ANP. O preço recebido pelo petróleo bruto produzido nestes campos corresponde ao valor em Reais equivalente à cotação do barril tipo Brent ajustado de acordo com a qualidade do petróleo, conforme “Contratos de Compra e Venda” da produção destes blocos, que a Companhia atualmente mantém com a Petrobras (vide item 7.1 para maiores informações sobre estes contratos). Tais contratos são revisados periodicamente para fins de reajuste do preço, que vigorará até o próximo reajuste, sendo facultado à Companhia rescindi-los caso não concorde com as revisões do preço e, assim, vender a produção de tais campos para outro cliente. Com relação à venda de gás natural, a Potiguar E&P possui contrato de compra e venda de gás com a Petrobras, com preço fixo em R\$/MMBtu com variações mensais vinculadas ao preço do câmbio e do Brent, que abrange toda a produção do Polo Riacho da Forquilha coletada no ponto de entrega da Estação Upanema, limitado a volumes máximos pré-acordados e que são passíveis de revisões periódicas. Quanto aos tributos, para o faturamento à Petrobras é feito ainda um “gross-up” onde são adicionados os valores dos tributos incidentes diretamente na operação de compra e venda de gás (PIS, COFINS e ICMS), que são acrescidos por ocasião do faturamento para compor o valor total da nota fiscal. A Petrobras tem por obrigação receber toda a produção enviada, conforme as especificações mínimas de qualidade e limite máximo de recebimento e pagar à Companhia os preços conforme definição no contrato.

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções, descontos comerciais e outras deduções similares, conforme demonstrado abaixo.

Prestação de serviços

Os honorários de exploração de óleo e gás são reconhecidos quando o volume dos produtos é transferido para o cliente, mediante aprovação da medição.

Vendas de produtos

A receita de venda de produtos é reconhecida quando os produtos são entregues e a titularidade legal é transferida.

Deduções Sobre a Receita Bruta

As deduções sobre a receita bruta referem-se aos impostos e contribuições incidentes sobre as nossas receitas, além de deduções relativas a receitas canceladas, assim divididas:

- **PIS:** contribuição federal que incide à alíquota de 0,65% sobre as receitas auferidas pela Companhia e oriundas do Contrato de Produção (chamado de “PIS cumulativo”) e de 1,65% para as receitas auferidas pelas controladas Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P com a venda de petróleo bruto dos campos próprios (chamado de “PIS não cumulativo”);
- **COFINS:** contribuição federal que incide à alíquota de 3% sobre as receitas auferidas pela Companhia e oriundas do Contrato de Produção (chamado de “COFINS cumulativo”) e de 7,6% para as receitas auferidas pelas controladas Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P com venda de petróleo bruto dos campos próprios (chamado de “COFINS não cumulativo”);
- **ISS:** imposto municipal sobre serviços que incide sobre as receitas da Companhia (já que são receitas de prestação de serviços), oriundas do seu Contrato de Produção, cujas alíquotas, atualmente, situam-se entre 3% e 5%, variando de acordo com a legislação do município onde o serviço é prestado; e
- **ICMS:** imposto estadual que incide sobre as receitas com venda de petróleo e gás natural realizadas pela controlada Potiguar E&P realizadas dentro do estado do Rio Grande do Norte.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Custos de Serviços Prestados e de Vendas

Os custos dos serviços da Companhia referem-se aos custos diretamente relacionados à prestação de serviços à Petrobras no âmbito do Contrato de Produção e à operação dos campos próprios, e são descritos abaixo:

- *Royalties*: corresponde a participação governamental paga ao Tesouro Nacional em face da produção realizada pelos campos próprios, campos dos Blocos BT-REC 10 e BT-REC 14, na Bacia do Recôncavo, da controlada Recôncavo E&P, e os 34 campos na Bacia Potiguar em que a controlada Potiguar E&P possui contratos de concessão celebrados com a ANP, à alíquota de 5% a 10%, a depender do campo produtor, mais 1% referente a participação dos proprietários de terra, da produção mensal de petróleo e gás natural multiplicado, no caso do petróleo, pelo preço de referência na forma da Resolução 703/2017 da ANP e, no caso do gás natural, pelo preço de venda estabelecido nos contratos de comercialização da produção, nos termos do Decreto Presidencial nº 2705/1998. Os percentuais específicos de cada concessão são estabelecidos conforme previsto nos respectivos Contratos de Concessão com a ANP (os *royalties* relativos à produção do Contrato de Produção não constam dos custos de serviços prestados e de vendas da Companhia, posto que a Petrobras, na qualidade de concessionária dos campos operados, é o sujeito passivo da obrigação de pagamento de tais *royalties*, sendo que as receitas oriundas do Contrato de Produção são auferidas pela Companhia líquidas de *royalties*);

- *Custos de operação, manutenção e com reparo de poços*: correspondem, principalmente, aos gastos com mão-de-obra, energia, transporte da produção, aluguel de equipamentos, manutenção de equipamentos e instalações operacionais e serviços terceirizados diversos relativos à operação da Companhia. Já os custos com reparo de poços correspondem aos gastos com intervenções dentro de poços visando restaurar a produtividade dos mesmos. Constituem-se, principalmente, de serviços de sondas de produção terrestres, e de gastos com a substituição de equipamentos e materiais instalados dentro dos poços, tais como bombas de fundo, tubos de produção, e hastes de bombeio;

- *Depleção, amortização e depreciação*: corresponde à diminuição parcelada do valor dos elementos dos ativos imobilizados e intangíveis das áreas de produção. A maior parte dos valores apresentados nesta conta refere-se a ativos depletados, particularmente os "investimentos para incremento da produção e perfuração de poços" que corresponde a investimentos em motores, transformadores, equipamentos e gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície, visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. Perfuração de poços refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços que tiverem sua comerciabilidade provada. A depleção destes gastos e a depreciação destes bens são feitas utilizando-se o método da produção atual em relação às reservas provadas desenvolvidas. A avaliação das reservas em 31 de dezembro de 2018, 2019 e 2020 foi efetuada pela empresa especializada Netherland, Sewell & Associates, Inc.

Adicionalmente, determinados equipamentos e máquinas, particularmente quatro sondas, sendo uma de perfuração e três de *workover*, adquiridas entre 2008 e 2010, também contribuem para os custos de depreciação da Companhia e são depreciadas pelo método de depreciação linear.

Para maiores informações, vide Item 10.5 deste Formulário de Referência e Nota 11 das Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Receitas (Despesas)

As receitas (despesas) operacionais da Companhia consistem substancialmente em despesas administrativas para abandono de poços, custo de exploração e depreciações, conforme descrito abaixo:

- *Gerais e administrativas*: correspondem, principalmente, aos gastos com mão-de-obra, despesas administrativas gerais, despesas com advogados e auditores e consultorias dos setores administrativos e de geologia.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- **Depreciações e amortização:** A despesa de depreciação está relacionada à diminuição do valor dos bens imobilizados como edifícios e instalações administrativas, computadores, e veículos não diretamente relacionados à operação dos campos. A despesa de amortização corresponde a diminuição dos valores de softwares da Companhia.

- **Reversão (provisão) para abandono de poços:** correspondem aos montantes destinados à constituição de provisões, e à atualização monetária das mesmas, para fazer frente aos custos relacionados ao abandono de poços e desmantelamento de áreas, conforme requerido pelas regras da ANP. Os valores positivos apresentados nesta conta referem-se à reversão de montantes anteriormente destinados a esta provisão, como consequência, por exemplo, do aumento das reservas, o que causa o prolongamento da vida útil dos poços, prorrogando, portanto, a incorrência de custos com abandono de poços e desmantelamento de áreas (ver Item 10.5 abaixo e Nota 15 das Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019).

Resultado Financeiro

O resultado financeiro corresponde à diferença entre as receitas e despesas financeiras da Companhia, acrescida da variação cambial sobre ativos e passivos da Companhia denominados em moeda estrangeira.

A receita financeira decorre principalmente dos rendimentos das aplicações financeiras feita para o caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia e suas controladas. As despesas financeiras correspondem principalmente a despesas bancárias diversas e despesas com juros sobre empréstimos e financiamentos.

A variação cambial incide sobre os ativos e passivos da Companhia denominados em moeda estrangeira, que incluem, respectivamente, caixas e equivalentes de caixa em dólar da Reconcavo America LLC, montantes denominados em moeda estrangeira devidos a fornecedores e saldo de financiamento adquirido pela controlada Potiguar E&P denominado em dólares norte-americanos.

Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas com IR e CSLL são classificadas em corrente, diferido e redução em função de incentivo fiscal, da forma como segue:

- **Corrente:** O IR e CSLL no Brasil, são calculados tomando-se por base o lucro tributável à alíquota de 25% (15% mais adicional de 10% sobre lucro excedente a R\$240 mil) e 9%, respectivamente. A legislação tributária brasileira permite compensar prejuízos referentes a exercícios passados com lucros de exercícios futuros, sem prazo de prescrição, porém com restrição de utilização limitada a 30% do lucro tributável de cada exercício.

- **Diferido:** O IR e CSLL diferidos incluem os efeitos do reconhecimento de prejuízos fiscais e das diferenças temporárias, que são compostas principalmente por provisões normalmente relacionadas ao registro de contingências que não são dedutíveis do lucro real e da base de cálculo da contribuição social ao tempo do registro, mas apenas posteriormente, na data de sua realização financeira.

- **Redução Incentivo Fiscal:** A Companhia e suas controladas Recôncavo E&P e Potiguar E&P gozam de redução de 75% do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações. Com a promulgação da Lei nº 11.638/07, vigente desde 1º de janeiro de 2008, este incentivo passou a ser reconhecido no resultado do exercício, diretamente na rubrica de imposto de renda. Ao final de cada exercício social, a administração da Companhia proporá a Assembleia Geral que a parcela correspondente ao incentivo apurado no exercício seja destinada do lucro do exercício para a reserva de lucros de incentivos fiscais, não podendo a mesma ser distribuída aos acionistas.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 31 DE DEZEMBRO DE 2019.

	Consolidado	
	31/12/2020	31/12/2019
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	787.841	339.923
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	(510.600)	(253.367)
LUCRO BRUTO	<u>277.241</u>	<u>86.556</u>
RECEITAS (DESPESAS)		
Gerais e administrativas	(47.486)	(31.525)
Outras receitas (despesas), líquidas	2.065	5.415
	<u>(45.421)</u>	<u>(26.110)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	231.820	60.446
RESULTADO FINANCEIRO		
Receitas financeiras	789	1.785
Despesas financeiras	(117.162)	(9.685)
Variação cambial, líquida	<u>(233.084)</u>	<u>19.292</u>
	<u>(349.457)</u>	<u>11.392</u>
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	(117.637)	71.838
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
Corrente	(15.281)	(22.793)
Diferido	51.159	6.363
Redução - incentivo fiscal	-	8.274
	<u>35.878</u>	<u>(8.156)</u>
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	<u>(81.759)</u>	<u>63.682</u>

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 146,2%, ou R\$543,9 milhões, passando de R\$372,0 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, para R\$915,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de receita no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Receita Operacional de Serviços	<u>282.314</u>	<u>35,8%</u>	<u>-14,3%</u>	<u>329.447</u>	<u>96,9%</u>
Receita com a curva básica	1.838	0,2%	18,3%	1.554	0,5%
Receita com a produção incremental de gás	20.638	2,6%	-26,8%	28.211	8,3%
Receita com a produção incremental de óleo	255.484	32,4%	-11,4%	288.453	84,9%
Outras receitas	4.354	0,6%	-61,2%	11.229	3,3%
Receita com Venda de Petróleo e Gás Produzidos nos Campos Próprios	<u>633.599</u>	<u>80,4%</u>	<u>1387,7%</u>	<u>42.590</u>	<u>12,5%</u>
Total da Receita Operacional Bruta	<u>915.913</u>	<u>116,3%</u>	<u>146,2%</u>	<u>372.037</u>	<u>109,4%</u>
Deduções da receita bruta	(128.072)	-16,3%	298,8%	(32.114)	-9,4%
Receita Operacional Líquida	<u>787.841</u>	<u>100,0%</u>	<u>131,8%</u>	<u>339.923</u>	<u>100,0%</u>

Receita Operacional de Serviços

A receita operacional de serviços da Companhia diminuiu 14,3%, ou R\$47,1 milhões, passando de R\$329,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$282,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, devido, principalmente:

- à queda da receita com a produção incremental de óleo em 11,4% ou R\$33,0 milhões, que passou de R\$288,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$255,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Tal redução resultou basicamente, de uma queda de 11,6% no total de volume da produção incremental de petróleo transferido, que no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de 954.867 barris e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de 1.080.362 barris;

- à redução de R\$7,6 milhões, ou 26,8%, na receita com a produção incremental de gás, causada, basicamente, pela queda de 11,9% na parcela de 85% no total de volume de gás

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

incremental transferido, que no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de 17.646Mm³ e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de 20.025 Mm³. Adicionalmente, o preço médio do gás incremental no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$1.163,39/Mm³ e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$1.411,00/Mm³, representando uma redução de 17,5%; e;

- à redução de R\$6,9 milhões relacionada à “Outras Receitas” que caiu de R\$11,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$4,3 no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, por conta da diminuição das receitas referentes aos 15% de reembolso pela Petrobras dos investimentos feitos para incremento da produção. O volume total investido pela Companhia em projetos para incremento da produção e perfuração de poços em 2020 foi de R\$33,4 milhões em 2020 e foi de R\$56,6 milhões em 2019.

Receita da Companhia com a venda de petróleo e gás brutos produzido nos Campos Próprios

A receita da Companhia com a venda de petróleo bruto produzido nos campos próprios cresceu 1.387,7%, ou R\$591,0 milhões, passando de R\$42,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$633,6 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Este incremento deveu-se, principalmente à receita dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com receita no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$626,5 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, houve o faturamento de apenas 22 dias de produção do ano de 2019. O volume de petróleo produzido e vendido pela Potiguar E&P no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de 100.847 barris, enquanto que no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de 1.957.584 barris.

Deduções sobre a Receita Bruta

As deduções sobre a receita bruta da Companhia aumentaram 298,8%, ou R\$ 96,0 milhões, passando de R\$32,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$128,1 milhões em igual período no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, refletindo, basicamente, o aumento na receita operacional bruta. Como já mencionado, quanto à tributação das receitas operacionais de serviços, há incidência de Pis e Cofins a uma alíquota combinada de 1,65%, além de ISS com alíquotas entre 3% a 5%. Já para as receitas com a venda de petróleo e gás nos campos próprios, a alíquota combinada de Pis e Cofins é de 9,25%, além de incidir ICMS, a uma alíquota de 18%, sobre as vendas realizadas pela Controlada Potiguar E&P dentro do Estado do Rio Grande do Norte. Uma vez que o incremento da Receita Bruta veio, sobretudo, das vendas de petróleo e gás natural realizados nos campos próprios, às quais as alíquotas das deduções são maiores, o percentual de aumento das deduções (298,8%) foi maior do que o percentual de aumento da receita operacional bruta (146,2%).

Receita Operacional Líquida

Pelos mesmos fatores descritos acima, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 131,8% ou R\$447,9 milhões, passando de R\$339,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$787,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Custos de Serviços Prestados e Vendas

Os custos de serviços prestados e vendas aumentaram 101,5%, ou R\$257,2 milhões, passando de R\$253,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$510,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, representando respectivamente 74,5% e 64,8% da receita líquida para estes mesmos exercícios. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de custos no período:

(Em milhares de Reais)

	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Royalties	49.191	9,6%	1421,5 %	3.233	1,3%
Custos de Operação e Manutenção e com Reparo de Poços	218.824	42,9%	41,4%	154.723	61,1%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Depleção e Depreciação	242.585	47,5%	154,3%	95.411	37,7%
Total do Custo dos Serviços Prestados e Produtos Vendidos	510.600	100,0%	101,5%	253.367	100,0%
% da Receita Operacional Líquida	64,8%			74,5%	

O aumento dos custos de serviços prestados e vendas são explicados principalmente pelo aumento:

(i) aumento de 1.421,5%, ou R\$46,0 milhões no custo com royalties. Este incremento deveu-se, principalmente aos royalties dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com royalties no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$48,3 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, os royalties relacionados a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 corresponderam a apenas 22 dias de operação, ou R\$2,4 milhões;

(ii) aumento de 41,4% ou R\$64,1 milhões, nos custos de operação e manutenção e com reparo de poços. Este incremento deveu-se, principalmente aos custos dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com custos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$119,6 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, os custos relacionados a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 corresponderam a apenas 22 dias de operação, ou R\$11,4 milhões. A variação dos custos dos 34 campos, portanto, foi de R\$108,2 milhões;

Adicionalmente, a Companhia apresentou custos operacionais menores em R\$15,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, compensando parte dos custos observados na Potiguar E&P no período. Essa redução de custos deveu-se a uma série de medidas adotadas pela Companhia para a redução de seus custos operacionais, notadamente em redução dos seus custos fixos e fechamento de poços com alto teor de BSW (razão água/óleo); e

(iii) aumento de 154,3%, ou R\$147,2 milhões, nos custos com depleção e depreciação. Este incremento deveu-se, principalmente aos custos com depleção e depreciação dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com depleção e depreciação no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$138,1 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, a depleção e depreciação relacionados a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 corresponderam a apenas 22 dias de operação, ou R\$8,1 milhões. A variação dos custos com depleção e depreciação dos 34 campos, portanto, foi de R\$129,9 milhões.

Lucro Bruto

Como resultado dos itens discutidos acima, o lucro bruto totalizou R\$277,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, acréscimo de 220,3%, ou R\$190,7 milhões, em relação ao lucro bruto de R\$86,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. A margem sobre receita líquida passou de 25,5% no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para 35,2% em igual período de 2020.

(Em milhares de Reais)

	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Receita Operacional Líquida	787.841	284,2%	131,8%	339.923	392,7%
Custos dos Serviços Prestados e dos Produtos Vendidos	(510.600)	-184,2%	101,5%	(253.367)	-292,7%
Lucro Bruto	277.241	100,0%	220,3%	86.556	100,0%
Magem Bruta	35,2%			25,5%	0%
Despesas Operacionais					

As despesas operacionais da Companhia aumentaram 74,0%, ou R\$19,3 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, passando de R\$26,1 milhões no exercício findo em 2019 para R\$45,4 milhões no exercício de 2020, representando respectivamente 7,7% e 5,8% da receita líquida para estes mesmos períodos. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de despesas operacionais no período:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Despesas operacionais (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Generais e administrativas	(47.486)	104,5%	50,6%	(31.525)	120,7%
Outras receitas (despesas), líquidas	2.065	-4,5%	-61,9%	5.415	-20,7%
Total das despesas operacionais	(45.421)	100,0%	74,0%	(26.110)	100,0%

O aumento das despesas operacionais da Companhia é explicado principalmente:

- (i) Aumento de R\$16,0 milhões nas despesas gerais e administrativas, devido aos seguintes motivos:
- aumento das despesas gerais e administrativas da controlada Potiguar E&P, que entrou em operação em 10 de dezembro de 2019 e teve somente 22 dias de operação em 2019, no valor de R\$6,0 milhões. As despesas gerais e administrativas da controlada Potiguar E&P foram de R\$1,9 milhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, enquanto que no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foram de R\$7,9 milhões;
 - Provisões para contingências de processos trabalhistas e tributários no valor de R\$2,6 milhões. Para maiores informações vide nota explicativa n° 13 das demonstrações financeiras;
 - Provisão para honorários de êxito para assessores jurídicos relacionados a processos de natureza tributária não provisionados no valor de R\$3,3 milhões; e
 - Aumento nas despesas gerais e administrativas da Companhia em R\$9,3 milhões, relacionados, principalmente, pelo pagamento baseado em ações para administradores e colaboradores estratégicos da Companhia, no montante de R\$7,5 milhões. Não houve pagamento baseado em ações no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Para maiores informações vide nota explicativa n° 16 das demonstrações financeiras; e

Redução de R\$3,3 milhões nas outras receitas operacionais, que passaram de R\$5,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, para R\$2,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Essa variação foi causada, basicamente, por receita não recorrente, ocorrida em 2019, de R\$5,0 milhões, por prestação de serviços de sondas a terceiros. Em 2020, a Companhia não prestou serviços de sonda a terceiros.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro da Companhia diminuiu em 3.167,6%, ou R\$360,8 milhões, passando de uma receita líquida de R\$11,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, para uma despesa líquida de R\$349,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens do resultado financeiro da Companhia no período:

Resultado Financeiro (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Receitas financeiras	789	-0,2%	-55,8%	1.785	15,7%
Despesas financeiras	(117.162)	33,5%	1109,7%	(9.685)	-85,0%
Variação cambial, líquida	(233.084)	66,7%	-1308,2%	19.292	169,3%
	(349.457)	100,0%	-3167,6%	11.392	100,0%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

As explicações para as variações são as seguintes:

- (i) Aumento de R\$107,5 milhões nas despesas financeiras, causado, sobretudo, pelo aumento nas despesas com juros com empréstimos, que passou de R\$6,1 milhões em 2019 para R\$72,9 milhões em 2020, uma vez que o empréstimo contraído pela controlada Potiguar E&P em 09 de dezembro de 2019 teve juros de apenas 22 dias no ano de 2019 e vigorou durante todo o ano de 2020. Ainda relacionado a esse empréstimo, houve R\$12,1 milhões de imposto de renda sobre remessa de pagamentos para o exterior e R\$16,8 milhões de de amortização do custo de captação, contribuindo para o aumento das despesas financeiras no exercício de 2020; e
- (ii) Variação negativa de R\$252,4 milhões na linha de variação cambial, líquida. Essa variação foi causada, sobretudo, pelo saldo de empréstimo em dólar mantido pela controlada Potiguar E&P. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 a variação cambial foi positiva em R\$19,4 milhões, enquanto que no mesmo período de 2020 essa variação foi negativa em R\$233,8 milhões, por conta da apreciação do câmbio observada durante o ano de 2020.

Resultado Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social

Como resultado dos itens discutidos acima, o resultado antes do Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou um prejuízo de R\$117,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, redução de 263,8% em relação ao lucro de R\$71,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. A margem sobre receita líquida passou de 21,1% no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para uma margem negativa de 14,7% no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Imposto de Renda e Contribuição Social (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Impostos correntes	(15.281)	-42,6%	5,2%	(14.519)	178,0%
Impostos Diferidos	51.159	142,6%	704,0%	6.363	-78,0%
Total	35.878	100,0%	-539,9%	(8.156)	100,0%

As principais variações no imposto de renda e contribuição social são verificadas na linha de impostos diferidos, cuja variação foi de R\$44,8 milhões, passando de R\$6,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$51,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. O principal motivo para essa variação foi o reconhecimento de imposto diferido sobre o prejuízo fiscal da controlada Potiguar E&P no valor de R\$38,9 milhões.

Lucro Líquido (prejuízo) do Período

Em virtude do disposto acima, o lucro líquido (prejuízo) da Companhia diminuiu 228,4%, passando de um lucro de R\$63,7 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para um prejuízo de R\$81,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais**COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018.**

	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	339.923	299.668
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	<u>(253.367)</u>	<u>(187.387)</u>
LUCRO BRUTO	<u>86.556</u>	<u>112.281</u>
RECEITAS (DESPESAS)		
Gerais e administrativas	(31.525)	(24.763)
Outras receitas (despesas), líquidas	5.415	2.070
Total	<u>(26.110)</u>	<u>(22.693)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	60.446	89.588
RESULTADO FINANCEIRO		
Receitas financeiras	1.785	2.920
Despesas financeiras	(9.685)	(3.569)
Variação cambial, líquida	<u>19.292</u>	<u>(245)</u>
	<u>11.392</u>	<u>(894)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	71.838	88.694
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
Corrente	(22.793)	(35.290)
Diferido	6.363	1.904
Redução - incentivo fiscal	<u>8.274</u>	<u>17.641</u>
	<u>(8.156)</u>	<u>(15.745)</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u>63.682</u>	<u>72.949</u>

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 14,81%, ou R\$48 milhões, passando de R\$324 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, para R\$372 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de receita no período:

(Em milhares de Reais)	<u>Exercícios findos em 31 de dezembro de</u>				
	<u>2019</u>	<u>AV%</u>	<u>AH%</u>	<u>2018</u>	<u>AV%</u>
<u>Receita Operacional de Serviços</u>	<u>329.447</u>	<u>96,9%</u>	<u>4,8%</u>	<u>314.296</u>	<u>104,9%</u>
Receita com a curva básica	1.554	0,5%	-20,0%	1.943	0,6%
Receita com a produção incremental de gás	28.211	8,3%	48,5%	18.998	6,3%
Receita com a produção incremental de óleo	288.453	84,9%	2,2%	282.122	94,1%
Outras receitas	11.229	3,3%	0,0%	11.233	3,7%
<u>Receita com Venda de Petróleo e Gás Produzidos nos Campos Próprios</u>	<u>42.590</u>	<u>12,5%</u>	<u>337,0%</u>	<u>9.746</u>	<u>3,3%</u>
Total da Receita Operacional Bruta	<u>372.037</u>	<u>109,4%</u>	<u>14,8%</u>	<u>324.042</u>	<u>108,1%</u>
Deduções da receita bruta	(32.114)	-9,4%	31,8%	(24.374)	-8,1%
Receita Operacional Líquida	339.923	100,0%	13,4%	299.668	100,0%
Receita Operacional de Serviços					

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

A receita operacional de serviços da Companhia aumentou 4,8%, ou R\$15 milhões, passando de R\$314 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$329 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, devido, principalmente:

- ao aumento da receita com a produção incremental de óleo em 2,2% ou R\$6,4 milhões, que passou de R\$282,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$288,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Tal aumento resultou da combinação de um aumento de 0,6% na parcela de 85% no total de volume de petróleo incremental transferido no exercício, que foi de 1.080.362 barris no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, e de 1.074.211 barris no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, combinado com o resultado positivo de R\$ 15 milhões dos instrumentos derivativos liquidados no curso normal dos negócios da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e
- ao aumento de 48,5%, ou R\$9,2 milhões na receita com a produção incremental de gás, que passou de R\$19,0 no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, para R\$28,2 no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Esse aumento deveu-se a um aumento de 4,8% na parcela de 85% no total de volume de gás incremental transferido no exercício, que foi de 20.025 Mm³ em 2019, e em 2018 foi de 19.114 Mm³, combinado com um aumento de 40,3% no preço médio do gás incremental em 2019, que passou de R\$1.005,52x/M³ em 2018, para R\$1.411,00/Mm³ em 2019.

Receita com a venda de petróleo e gás produzidos nos Campos Próprios

A receita da Companhia com a venda de petróleo produzido nos campos próprios cresceu 337,0%, ou R\$32,8 milhões, passando de R\$9,7 milhões no no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$42,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Este incremento deveu-se, principalmente à produção dos campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com receita bruta no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 de R\$34,7 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, não houve receita relacionada a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. A receita contabilizada no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 corresponde aos 22 dias operados no mês de dezembro, com produção de petróleo de 100.847 barris nesse período de 22 dias. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, não houve produção relacionada a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Deduções sobre a Receita Bruta

As deduções sobre a receita bruta da Companhia aumentaram 31,8%, ou R\$7,7 milhões, passando de R\$24,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$32,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, refletindo, basicamente, o aumento na receita operacional bruta. Como já mencionado, quanto à tributação das receitas operacionais de serviços, há incidência de Pis e Cofins a uma alíquota combinada de 1,65%, além de ISS com alíquotas entre 3% a 5%. Já para as receitas com a venda de petróleo e gás nos campos próprios, a alíquota combinada de Pis e Cofins é de 9,25%, além de incidir ICMS, a uma alíquota de 18%, sobre as vendas realizadas pela Controlada Potiguar E&P dentro do Estado do Rio Grande do Norte. Uma vez que o incremento da Receita Bruta veio, sobretudo, das vendas de petróleo e gás natural realizados nos campos próprios, às quais as alíquotas das deduções são maiores, o percentual de aumento das deduções (31,8%) foi maior do que o percentual de aumento da receita operacional bruta (14,8%).

Receita Operacional Líquida

Pelos mesmos fatores descritos acima, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 13,4% ou R\$40,2 milhões, passando de R\$299,7 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$339,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Custos de Serviços Prestados e Vendas

Os custos de serviços prestados e vendas aumentaram 35,2%, ou R\$66,0 milhões, passando de R\$187,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$253,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, representando respectivamente 75% e 63% da receita líquida para estes mesmos períodos. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de custos no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2019	AV%	AH%	2018	AV%
Royalties	3.233	1,3%	237,5 %	958	0,5%
Custos de Operação e Manutenção e com Reparo de Poços	154.723	61,1%	24,7%	124.125	66,2%
Depleção e Depreciação	95.411	37,7%	53,1%	62.304	33,2%
Total do Custo dos Serviços Prestados e Produtos Vendidos	253.367	100,0 %	35,2%	187.387	100,0 %
% da Receita Operacional Líquida	74,5%			62,5%	

O aumento dos custos de serviços prestados e vendas são explicados principalmente pelo aumento:

(i) Um aumento de 237,5%, ou R\$2,3 milhões no custo com Royalties, que foi de R\$0,9 milhão no exercício findo em 31 de dezembro 2018 para R\$3,2 milhões no exercício de 2019. Este incremento deveu-se, principalmente aos *royalties* dos campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com royalties totais de R\$2,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, os royalties contabilizados no exercício de 2019 correspondem aos 22 dias operados no mês de dezembro; e

(ii) Um aumento de 24,7%, ou R\$30,6 milhões, nos Custos de Operação e Manutenção e com Reparo de Poços, que aumentou de R\$124,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$154,7 milhões no exercício findo em 2019, causado, principalmente, pela quantidade maior de reparos de poços realizados durante o exercício de 2019; e

(iii) Um aumento de 53,1%, ou R\$33,1 milhões, no custo com Depleção e Depreciação, que aumentou de R\$62,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, para R\$95,4 milhões no exercício de 2019. Esse aumento é explicado pela amortização e depreciação de R\$8,1 milhões da controlada Potiguar E&P, que iniciou as suas operações no mês de dezembro de 2019, o restante do aumento é explicado pelo aumento da base ativos a serem amortizados, decorrente dos investimentos efetuados pela Companhia.

Lucro Bruto

Como resultado dos itens discutidos acima, o lucro bruto totalizou R\$86,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, decréscimo de 22,9%, ou R\$25,7 milhões, em relação ao lucro bruto de R\$112,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018. A margem sobre receita líquida passou de 37% no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para 25% no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2019	AV%	AH%	2018	AV%
Receita Operacional Líquida	339.923	392,7%	13,4%	299.668	266,9%
Custos dos Serviços Prestados e dos Produtos Vendidos	(253.367)	-292,7%	35,2%	(187.387)	-166,9%
Lucro Bruto	86.556	100,0%	-22,9%	112.281	100,0%
Magem Bruta	25%			37%	

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Despesas Operacionais

As despesas operacionais da Companhia aumentaram 15,1%, ou R\$3,4 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, passando de R\$22,7 milhões no exercício de 2018 para R\$26,1 milhões no exercício de 2019, representando respectivamente 7,6% e 7,7% da receita líquida para estes mesmos períodos. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de despesas operacionais no período:

Despesas operacionais (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2019	AV%	AH%	2018	AV%
Gerais e administrativas	(31.525)	120,7%	27,3%	(24.763)	109,1%
Outras receitas, líquidas	5.415	-20,7%	161,6%	2.070	-9,1%
Total das despesas operacionais	(26.110)	100,0%	15,1%	(22.693)	100,0%

O aumento das despesas operacionais da Companhia é explicado principalmente:

- (i) Aumento de 27,3%, ou R\$6,8 milhões nas despesas gerais e administrativas. Esse aumento é explicado:
 - a. pelas despesas gerais e administrativas de R\$2,1 milhões da controlada Potiguar E&P, que não operava no exercício findo em 31 de dezembro de 2018;
 - b. pela provisão para contingências trabalhistas, líquidas de reversões, no montante de R\$0,9 milhão. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, essa mesma linha apresentou provisões líquidas de R\$0,2 milhão. Para maiores informações, vide nota explicativa n° 13 das demonstrações financeiras; e
 - c. Aumento nas despesas gerais e administrativas da controladora em R\$3,2 milhões, relacionados ao incremento da estrutura corporativa para adequação ao crescimento das operações.
- (ii) Aumento de 161,6%, ou R\$3,4 milhões nas outras receitas operacionais, causado, principalmente, pela prestação de serviços de perfuração de poços para terceiros, cuja receita no ano de 2019 foi de R\$5,0 milhões. Não houve essa prestação de serviços no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro da Companhia aumentou em 1.374%, ou R\$12,3 milhões, passando de um resultado negativo de R\$0,9 milhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, para um resultado positivo de R\$11,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens do resultado financeiro da Companhia no período:

Resultado Financeiro (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2019	AV%	AH%	2018	AV%
Receitas financeiras	1.785	15,7%	-38,9%	2.920	326,6%
Despesas financeiras	(9.685)	-85,0%	171,4%	(3.569)	399,2%
Variação cambial, líquida	19.292	169,3%	-7.874,3%	(245)	27,4%
	11.392	100,0%	-1.374,3%	(894)	100,0%

O principal motivo para as variações no resultado financeiro, foi a contratação do empréstimo em moeda estrangeira da controlada Potiguar E&P, no valor de US\$195,4 milhões, que foi contratado em dezembro de 2019 e no ano gerou uma despesa financeira de R\$4,9 milhões e uma variação cambial positiva de R\$19,5 milhões.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Lucro Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social

Como resultado dos itens discutidos acima, o lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou R\$71,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, com queda de 19% em relação ao lucro de R\$88,7 milhões no exercício de 2018. A margem sobre receita líquida passou de 29,6% no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para 21,1% no exercício de 2019.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Imposto de Renda e Contribuição Social (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2019	AV%	AH%	2018	AV%
Corrente	(22.793)	279,5%	-35,4%	(35.290)	224,1%
Diferido	6.363	-78,0%	234,2%	1.904	-12,1%
Redução - incentivo fiscal	8.274	-101,4%	-53,1%	17.641	-112,0%
Total	(8.156)	100,0%	-48,2%	(15.745)	100,0%

As despesas da Companhia com Imposto de Renda e Contribuição Social reduziram em R\$7,6 milhões, ou 48,2%, passando de R\$15,7 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$8,1 milhões no exercício de 2019. Houve uma redução de 35,4% no imposto de renda e contribuição social corrente e de 53,1% na redução do Imposto de Renda pelo incentivo fiscal, devido, principalmente, à redução no lucro antes dos impostos demonstrada no tópico acima. Adicionalmente, a controlada Potiguar E&P registrou impostos diferidos sobre variação cambial não realizada de cerca de R\$6,6 milhões no exercício de 2019, ano em que ela começou a operar.

Lucro Líquido do Exercício

Em virtude do disposto acima, o lucro líquido (prejuízo) da Companhia diminuiu 12,7%, passando de R\$72,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para R\$63,7 milhões no exercício de 2019.

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIÇÕES NAS NOSSAS CONTAS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018.

ATIVO		31/12/2020	Consolidado 31/12/2019	31/12/2018
	<i>R\$ mil</i>			
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa		30.861	56.265	20.027
Aplicação financeira		66.414	45	-
Contas a receber de clientes		108.733	78.610	38.259
Estoques		1.211	480	100
Impostos a recuperar		22.433	14.775	20.033
Instrumentos financeiros derivativos		80.506	693	-
Outros ativos		12.826	1.467	465
Total dos ativos circulantes		322.984	152.335	78.884
NÃO CIRCULANTE				
Aplicações financeiras		68.597	10.137	3.277
Impostos a recuperar		562	422	3.096
Instrumentos financeiros derivativos		56.576	1.288	-
Depósitos judiciais		2.311	2.126	2.062
Outros ativos		475	383	404
Imposto de renda e contribuição social diferidos		3.070	-	-
Imobilizado		1.599.890	1.665.535	416.628
Direito de uso em arrendamento		20.680	27.596	-
Intangível		5.028	4.098	1.552
Total dos ativos não circulantes		1.757.189	1.711.585	427.019
TOTAL DO ATIVO		2.080.173	1.863.920	505.903

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

	<u>Consolidado</u>		
<u>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
CIRCULANTE			
Fornecedores	80.089	42.515	32.540
Salários e encargos sociais	16.065	13.839	11.142
Tributos a recolher	22.762	16.641	6.830
Empréstimos e financiamentos	212.931	35.320	1.183
Valores a pagar de arrendamentos	15.241	15.061	509
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.042	-
Dividendos a pagar	2	12.896	2
Provisão para abandono de poços	6.301	4.489	-
Outras contas a pagar	- <u>1.170</u>	- <u>390</u>	- <u>21</u>
Total dos passivos circulantes	- <u>354.561</u>	- <u>142.193</u>	- <u>52.227</u>
NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e financiamentos	681.109	708.699	4.308
Valores a pagar de arrendamentos	7.646	11.067	834
Instrumentos financeiros derivativos	17.886	6.079	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	5.815	13.926
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	4.965	2.777	2.105
Provisão para abandono de poços	- <u>33.810</u>	- <u>25.493</u>	- <u>10.902</u>
Total dos passivos não circulantes	- <u>745.416</u>	- <u>759.930</u>	- <u>32.075</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	674.941	669.295	211.408
Reserva de capital	31.158	31.158	31.031
Reservas de lucros	160.945	229.950	179.162
Ajustes de avaliação patrimonial	78.671	(3.391)	-
Transação de capital	34.481	34.481	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	- <u>-</u>	- <u>304</u>	- <u>-</u>
Total do patrimônio líquido	<u>980.196</u>	<u>961.797</u>	<u>421.601</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	- <u>2.080.173</u>	- <u>1.863.920</u>	- <u>505.903</u>

Ativo***Circulante***

O ativo circulante da Companhia apresentou um aumento de 93,1% em 31 de dezembro de 2019 se comparado a 31 de dezembro de 2018 e um aumento de 112,0% em 31 de dezembro de 2020 se comparado a 31 de dezembro de 2019, representando uma relação do ativo circulante no ativo total de 15,6% em 31 de dezembro de 2018, 8,2% em 31 de dezembro de 2019 e 15,5% em 31 de dezembro de 2020. Essas variações são explicadas pelos fatores apresentados a seguir nas contas do Ativo Circulante.

Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2019, os saldos de caixa e equivalentes de caixas totais eram de R\$56,2 milhões (3% dos ativos totais), representando um aumento de 180,9% em relação a 31 de dezembro de 2018, quando tais saldos eram de R\$20 milhões (4% dos ativos totais). A variação de 2019 é decorrente da combinação de um fluxo de caixa operacional de R\$139,5 milhões, de um fluxo de investimentos de R\$1.341,1 milhões, e de um fluxo de financiamentos positivos de R\$1.237,8 milhões. As variações destes fluxos são explicadas na seção de variações no fluxo de caixa, mais abaixo.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos de caixa e equivalentes de caixas totais eram de R\$30,9 milhões (1,5% dos ativos totais), representando uma redução de 45,2% em relação a 31 de dezembro de 2019. A variação de 2020 é, principalmente, decorrente da combinação de um fluxo de caixa operacional de R\$456,1 milhões, um fluxo dos investimentos de R\$352,4 milhões e um fluxo de financiamentos de R\$129,1 milhões. As variações destes fluxos são explicadas na seção de variações no fluxo de caixa, mais abaixo.

Contas a Receber de Clientes

Em 31 de dezembro de 2019, as contas a receber eram de R\$78,6 milhões (4,2% dos ativos totais), representando um aumento de R\$40,3 milhões ou 105,5% em relação a 31 de dezembro de 2018. Esta variação é, principalmente, oriunda do saldo de contas a receber da controlada Potiguar E&P em 31 de dezembro de 2019, que era de R\$34,8 milhões.

Em 31 de dezembro de 2020, as contas a receber eram de R\$108,7 milhões (5,2% dos ativos totais), representando um aumento de R\$30,1 milhões ou 38,3% em relação a 31 de dezembro de 2019. Esta variação é, principalmente, oriunda do saldo de contas a receber da controlada Potiguar E&P em 31 de dezembro de 2020, que era de R\$55,7 milhões, contra R\$34,8 milhões em 31 de dezembro de 2019. O principal motivo dessa variação deve-se ao fato de a Potiguar E&P ter operado por apenas 22 dias no mês de dezembro de 2019, já que as suas operações se iniciaram no dia 10 de dezembro de 2019, enquanto que, no mês de dezembro de 2020, a controlada operou – e produziu – por 31 dias. No mês de dezembro a Companhia vendeu um total de 187.883 barris para a Petrobras, enquanto que nos 22 dias operados em dezembro de 2019, essa venda foi de 100.447 barris. O preço médio do Brent nos 22 dias operados de 2019 foi de US\$67,02/bbl, com uma taxa de câmbio de R\$4,11, enquanto que em dezembro de 2020 foi de US\$49,86/bbl, com uma taxa de câmbio de R\$5,14.

Impostos a recuperar

Em 31 de dezembro de 2019, os saldos de impostos a recuperar eram de R\$14,8 milhões (0,8% dos ativos totais), representando uma redução de 26,2% em relação a 31 de dezembro de 2018, devido principalmente, à redução do saldo de créditos de IRPJ retidos.

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos de impostos a recuperar eram de R\$22,4 (1,1% dos ativos totais), representando um aumento de 51,8%, ou R\$7,6 milhões, em relação a 31 de dezembro de 2019, devido, principalmente, ao saldo de impostos a recuperar da controlada Potiguar E&P, que era de R\$0,8 milhão em 31 de dezembro 2019 e de R\$8,5 milhões em 31 de dezembro de 2020.

Instrumentos Financeiros Derivativos

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos de instrumentos financeiros derivativos ativos perfaziam um valor total de R\$137,1 milhões no ativo da Companhia (6,6% dos ativos totais), sendo R\$80,5 milhões no ativo circulante e R\$56,6 milhões no ativo não circulante. O saldo de instrumentos financeiros derivativos no passivo não circulante era de R\$17,9 milhões, perfazendo um saldo líquido de R\$119,2 milhões. Em 31 de dezembro de 2019 o saldo no ativo era de R\$2,0 milhões, sendo R\$0,7 milhão no ativo circulante e R\$1,3 milhão no ativo não circulante, e o saldo no passivo era de R\$7,1 milhões, sendo R\$1,0 milhão no passivo circulante e R\$6,1 milhões no passivo não circulante perfazendo um saldo passivo líquido de R\$5,1 milhões. Essa variação é explicada pela desvalorização da curva futura dos preços de petróleo tipo Brent na data-base de 31 de dezembro de 2020, quando comparada à curva observada em 31 de dezembro de 2019.

A Companhia não possuía saldos de instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2018.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Ativo Não Circulante

Imobilizado

Além dos itens descritos abaixo registrados em seu imobilizado, conforme previsão contratual, a Companhia utiliza em sua operação os equipamentos pertencentes à Petrobras, mantidos nos campos da Bacia do Recôncavo Baiano. Tais bens não estão registrados nos demonstrativos contábeis da Companhia bem como os correspondentes encargos de depreciação.

Em 31 de dezembro de 2018, o imobilizado da Companhia era de R\$416,6 milhões (82,4% dos ativos totais). Em 31 de dezembro de 2019, o imobilizado era de R\$1.665,5 milhões (89,5% dos ativos totais), representando um aumento de 299,8% em relação ao exercício de 2018. Em 31 de dezembro de 2020, o imobilizado era de R\$1.599,9 milhões (76,9% dos ativos totais), representando uma redução de 3,9% no período. As tabelas e as notas abaixo apresentam uma abertura e explicação das variações dos principais itens que compõem esta conta:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

R\$ mil/ Custo	Consolidado								
	Saldo em 31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências (a)	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas	Transferências (a)	Saldo em 31/12/2020
Terrenos	105	-	-	-	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	14.748	-	-	(1.940)	12.808	315	(2)	-	13.121
Máquinas e equipamentos	42.448	7.141	(1.205)	751	49.135	22.982	(27.822)	(792)	43.503
Móveis e utensílios	9.351	1.777	(133)	47	11.042	2.098	(100)	65	13.105
Veículos	2.636	388	(34)	284	3.274	262	-	-	3.536
Computadores e periféricos	1.687	389	(37)	179	2.218	720	(4)	126	3.060
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	790.364	75.594	-	16.604	882.562	72.843	(4.012)	22.907	974.300
		1.235.96	-	-	1.237.215	-	-	-	1.237.215
Direito de produção de óleo e gás (ii)	1.248	7	-	-	1.237.215	-	-	-	1.237.215
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás (vi)	-	-	-	-	-	20.628	-	-	20.628
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	32.156	29.796	-	(16.632)	45.320	92.229	(68.531)	(13.605)	55.413
Adiantamento para aquisição de ativos fixos (v)	5.382	-	(4.657)	24	749	13.646	(979)	(7.730)	5.686
Bens imobilizados em andamento (iv)	8.362	-	(3.183)	(3.474)	1.705	6.897	(29)	(1.591)	6.982
Total	908.487	1.351.05	(9.249)	(4.157)	2.246.133	232.620	(101.479)	(620)	2.376.654
Depreciação	(5.157)	(651)	-	408	(5.400)	(705)	-	-	(6.105)
Imóveis e construções - Depreciação	(26.864)	(3.320)	1.095	-	(29.089)	(2.486)	19.442	-	(12.133)
Máquinas e equipamentos - Depreciação	(5.549)	(644)	68	-	(6.125)	(803)	-	-	(6.928)
Móveis e utensílios - Depreciação	(1.447)	(247)	17	-	(1.677)	(293)	-	-	(1.970)
Veículos - Depreciação	(741)	(235)	32	-	(944)	(241)	-	-	(1.185)
Computadores e periféricos - Depreciação	(450.940)	(75.530)	-	-	(526.470)	(86.782)	-	(10)	(613.262)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (amortização)	(1.161)	(8.041)	-	-	(9.202)	(126.485)	-	506	(135.181)
Direito de produção de óleo e gás - Amortização	(491.859)	(88.668)	1.212	408	(578.907)	(217.795)	19.442	496	(776.764)
Total	-	(1.691)	-	-	(1.691)	-	1.691	-	-
Impairment	-	(1.691)	-	-	(1.691)	-	-	-	-
Perda estimada na recuperação de ativos	-	(1.691)	-	-	(1.691)	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo líquido	416.628	1.260.69	(8.037)	(3.749)	1.665.535	14.825	(80.346)	(124)	1.599.980

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- (i) O “investimento para incremento de produção” corresponde a motores, transformadores, equipamentos ou gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. “Perfuração de poços” refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços em campos que tiveram sua comercialidade provada. A depreciação destes bens e a depleção dos gastos são feitos utilizando-se o percentual de produção atual em relação à reserva provada desenvolvida de cada campo, limitado à data de vencimento dos contratos de concessão de cada campo (a maioria vence em 2025). A avaliação da reserva total em 31 de dezembro de 2020 foi efetuada através da movimentação do saldo de reservas apresentado em 31 de dezembro de 2019, apurado pelo perito independente *Netherland, Sewell & Associates, Inc.*, reduzido da produção do período.
- (ii) O “direito de produção de óleo e gás” representa o custo de concessão para a exploração dos blocos terrestres BT-REC-10 e BT-REC-14 adquiridos através da 4ª, 6ª e 9ª rodada de licitação da ANP - Agência de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. A amortização deste custo é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva provada total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão. As adições a essa rubrica no exercício representam o custo de aquisição dos campos terrestres junto à Petrobras.

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar E&P assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores. O valor de aquisição ajustado foi de US\$351.453, tendo sido abatidos do preço de aquisição a geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço a partir de 1º de janeiro de 2019 (Data Efetiva) da transação. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Potiguar E&P pagou o equivalente a US\$295.221 (R\$1.235.568), correspondente a 84% do valor de aquisição ajustado. A tabela abaixo demonstra a conciliação do valor de R\$ 1.235.568 mil pago a Petrobras no fechamento da transação, em 09 de dezembro de 2019:

Itens de ajuste (01/01/2019 a 09/12/2019) conforme contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final Dólares mil	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 4,2136 para os valores apurados em dólares) Em milhares de reais (R\$)
(+) Valor total da aquisição	384.200	1.618.865
(-) Valor do adiantamento	(28.815)	(121.415)
(+) Juros de Libor	18.579	78.284
(-) Receita gerada (*)	(109.655)	(462.043)
(+) Royalties (*)	11.837	49.876
(+) Licenciamento Ambiental (*)	2.772	11.682
(+) Custos/Despesas Operacionais (*)	25.016	105.406
(+) Impostos sobre o ativo (*)	16.932	71.343
(+) Investimentos no ativo (*)	784	3.308
(+) Estoque inicial de óleo (*)	988	4.161
(=) Closing Adjustment	322.638	1.359.468
Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (Signing)	28.815	113.041
Valor total da aquisição ajustado	351.453	1.472.509
Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (Signing)	28.815	113.041
Montante pago à Petrobras em 09/12/2019 (Closing)	266.406	1.122.527
Montante total pago à Petrobras até 09/12/2019 (84% Closing)	295.221	1.235.568

(*) Os valores apresentados nessa coluna foram 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 Riacho da Forquilha. Os valores são ajustados de acordo com o CDI a partir da data que foram gerados até 09 de dezembro de 2019.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

A Controlada deve pagar à Petrobras um saldo remanescente correspondente a 16% do valor de aquisição ajustado, ou, aproximadamente, US\$56.000, condicionado à extensão das concessões de onze dos 34 campos adquiridos, conforme demonstrado abaixo:

Campo	Percentual
Baixa do Algodão	0,2%
Boa Esperança	0,5%
Brejinho	1,5%
Cachoeirinha	1,0%
Fazenda Curral	0,2%
Fazenda Malaquias	1,0%
Leste de Poço Xavier	0,3%
Livramento	1,8%
Lorena	2,8%
Pajeú	0,2%
Riacho da Forquilha	6,5%
Total	16,0%

O processo de extensão das concessões envolve a apresentação para a Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural (ANP) de Planos de Desenvolvimento que demonstrem um plano de investimento e produção viável para além do período contratual atual. Em 5 de março de 2020, a Potiguar E&P apresentou à ANP os Planos de Desenvolvimento para os onze campos listados acima. O processo de avaliação das extensões é gerido pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP, que julga a estratégia de desenvolvimento apresentada, o cronograma físico-financeiro dos projetos de desenvolvimento da produção, o aumento da capacidade produtiva das instalações, provisões financeiras para descomissionamento e abandono das instalações, dentre outros pontos.

Caso aprovada, a extensão das concessões deve adicionar novos volumes de reservas provadas, com potenciais impactos nas estimativas de cálculo da depleção e provisão para abandono de poços. Até a data de emissão das demonstrações financeiras, a ANP não deliberou sobre a aprovação dos Planos de Desenvolvimento submetidos. Nenhuma obrigação e nenhum efeito decorrente do aumento das reservas provadas foram reconhecidos nas demonstrações financeiras na data-base de 31 de dezembro de 2020.

- (iii) Os motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção são registrados na conta "almoxarifado de inversões fixas". A depreciação desses bens é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão, a partir do momento que os mesmos são transferidos para a rubrica de "investimento para incremento de produção". A baixa desses itens se refere a aplicação de equipamentos na produção.
- (iv) Os bens imobilizados em andamento representam itens de imobilizado que estão em processo de construção ou transporte e que ainda não estão prontos para utilização.
- (v) O adiantamento para aquisição de ativos fixos refere-se a valores que foram adiantados a fornecedores de materiais e equipamentos de produção que serão utilizados para incremento da produção.
- (vi) Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do "contrato de produção com cláusula de risco" reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmária, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde julho de 2020 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Com o fechamento da transação o “contrato de produção com cláusula de risco” será encerrado.

Passivo

Circulante

Em 31 de dezembro de 2019, o passivo circulante era de R\$142,2 milhões (7,6% do total do passivo e patrimônio líquido), apresentando um aumento de R\$90 milhões, ou 172,3% em relação a 31 de dezembro de 2018 (R\$52,2 milhões ou 10,6% do total do passivo e patrimônio líquido), em razão de:

(i) aumento de R\$10 milhões no saldo de fornecedores, devido, principalmente, à entrada de operação da controlada Potiguar E&P. O saldo de fornecedores da controlada em 31 de dezembro de 2019 era R\$24,4 milhões, enquanto que em 2018 era zero;

(ii) aumento de R\$2,7 milhões no saldo de salários e encargos sociais, devido, principalmente, à entrada de operação da controlada Potiguar E&P. O saldo de salários e encargos sociais da controlada em 31 de dezembro de 2019 era R\$13,1 milhões. A parcela restante do aumento deve-se ao incremento da estrutura corporativa da controladora para fazer jus ao aumento das atividades;

(iii) aumento de R\$9,8 milhões no saldo de impostos a recolher, devido, principalmente, à entrada de operação da controlada Potiguar E&P. O saldo de impostos a recolher da controlada em 31 de dezembro de 2019 era R\$8,0 milhões, enquanto que em 2018 era zero;

(iv) aumento de R\$34,1 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos, devido ao empréstimo adquirido pela controlada Potiguar E&P para o pagamento de parte da aquisição dos 34 campos terrestres adquiridos durante o exercício de 2019;

(v) aumento de R\$ 14,6 milhões no saldo de valores a pagar de arrendamento, devido à adoção inicial do IFRS 16 no exercício de 2019;

(vi) aumento de R\$12,9 milhões no saldo de dividendos a pagar, pelos dividendos mínimos obrigatórios para o exercício de 2019; e

(vii) aumento de R\$4,5 milhões na provisão para abandono de poços devido, principalmente, à entrada de operação da controlada Potiguar E&P. O saldo da provisão para abandono de poços da controlada em 31 de dezembro de 2019 era R\$4,5 milhões, enquanto que em 2018 era zero.

Em 31 de dezembro de 2020, houve um aumento de 149,4% ou R\$212,4 milhões no passivo circulante, passando de R\$142,2 milhões em 31 de dezembro de 2019 para R\$354,6 milhões, em 31 de dezembro de 2020, em decorrência dos seguintes fatores:

(i) aumento de R\$37,6 milhões, na conta de fornecedores, devido principalmente ao incremento de R\$29,5 milhões no saldo de fornecedores da controlada Potiguar E&P, que saiu de R\$19,4 milhões em 31 de dezembro de 2019 para R\$48,9 milhões em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento reflete o aumento de atividades da controlada, que em 31 de dezembro de 2019 tinha apenas 22 dias de operação;

(ii) aumento de R\$177,6 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos devido ao vencimento das parcelas do financiamento da controlada Potiguar E&P que vencem nos próximos doze meses, além do aumento do próprio saldo em reais do financiamento decorrente da apreciação da taxa de câmbio no exercício findo em 31 de dezembro de 2020; e

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(iii) redução de R\$12,9 milhões no saldo de dividendos a pagar, devido ao cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2019, por conta de cláusulas restritivas do contrato de financiamento da controlada Potiguar E&P. Para maiores informações, vide nota explicativa n° 10 das demonstrações financeiras.

Não Circulante

Em 31 de dezembro de 2019, o passivo não circulante era de R\$759,9 milhões (40,8% do total do passivo e patrimônio líquido), apresentando um aumento de 2.269,2% em relação a 31 de dezembro de 2018, em decorrência, principalmente:

(i) Aumento de R\$704,4 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos em virtude da aquisição do empréstimo pela controlada Potiguar E&P para o pagamento de parte do valor relacionado à aquisição do conjunto de 34 campos terrestres de petróleo e gás adquirido em 2019;

(ii) Aumento de R\$10,2 milhões no saldo de valores a pagar de arrendamento, devido à adoção inicial do IFRS 16 no exercício de 2019; e

(iii) aumento de R\$14,6 milhões na provisão para abandono de poços devido ao reconhecimento inicial da provisão na controlada Potiguar E&P.

Em 31 de dezembro de 2020, o passivo não circulante era de R\$745,4 milhões (35,8% do total do passivo e patrimônio líquido), apresentando uma redução de 1,9%, ou R\$14,5, em relação a 31 de dezembro de 2019, em decorrência, principalmente, de:

(i) redução de R\$27,6 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos devido ao fim da taxa de carência e início da amortização do saldo no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A amortização iniciou em julho de 2020 e ocorre trimestralmente; e

(ii) aumento de R\$8,3 milhões no saldo de provisão para abandono de poços, devido à redução em um ano para o final das concessões detidas pela Companhia.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2019 o patrimônio líquido da Companhia era de R\$961,8 milhões, apresentando um crescimento de 128,1% em relação a 31 de dezembro de 2018 (R\$421,6 milhões) em decorrência, principalmente: (i) do aumento de R\$457,9 milhões no capital social, decorrente de aporte dos acionistas para pagamento de parte do valor da aquisição do conjunto de 34 campos terrestres de petróleo e gás adquirido em 2019; (ii) do aumento de R\$50,8 milhões nas reservas de lucro em 2019; (iii) do aumento de R\$34,5 milhões no saldo de transação de capital, decorrente da cisão parcial do patrimônio da Companhia. Para maiores informações vide nota explicativa n° 16 das demonstrações financeiras.

Em 31 de dezembro de 2020 o patrimônio líquido da Companhia era de R\$980,2 milhões, apresentando um crescimento de 1,9% em relação a 31 de dezembro de 2019 (R\$961,8 milhões) em decorrência de:

- (i) Aumento de Capital Social em R\$5,6 milhões, decorrente, principalmente, de planos de pagamentos baseado em ações ocorridos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020;
- (ii) Aumento de R\$82,1 milhões no saldo Ajustes de Avaliação Patrimonial, devido às variações nos saldos de instrumentos financeiros derivativos no exercício;
- (iii) Prejuízo de R\$81,8 milhões do exercício findo em 31 de dezembro de 2020; e
- (iv) Cancelamento de dividendos a pagar no montante de R\$12,9 milhões, uma vez que o contrato de financiamento obtido com o intuito de financiar parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, proíbe o pagamento de dividendos pela Companhia e suas controladas oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2020.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES NO FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018.

<i>R\$ mil</i>	<u>Consolidado</u>		
	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
CAIXA GERADO NAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	<u>456.099</u>	<u>139.550</u>	<u>151.764</u>
CAIXA APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	<u>(352.384)</u>	<u>(1.341.154)</u>	<u>(112.586)</u>
CAIXA GERADO PELAS (APLICADO NAS) ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	<u>(129.119)</u>	<u>1.237.842</u>	<u>(36.301)</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	<u>(25.404)</u>	<u>36.238</u>	<u>2.877</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	56.265	20.027	17.150
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	30.861	56.265	20.027
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	<u>(25.404)</u>	<u>36.238</u>	<u>2.877</u>

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades Operacionais

O fluxo de caixa líquido resultante das atividades operacionais foi de R\$456,1 milhões em 2020, apresentando um incremento de 226,6% quando comparado aos R\$139,5 milhões em igual período de 2019, apesar de uma redução no nosso lucro líquido de R\$ 63,7 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para um prejuízo líquido de R\$81,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, devido, principalmente à combinação de: efeitos que não afetam o caixa, a saber: (i) aumento de R\$320,7 milhões dos juros e variações cambiais não realizadas; (ii) aumento de R\$147,1 milhões na depreciação, depleção, amortização e depreciação de direito de uso no exercício social findo em 2020; (iii) aumento de R\$15,5 milhões na amortização do custo de aquisição dos empréstimos; e (iv) aumento de R\$73,2 milhões nas baixas ao imobilizado e arrendamentos mercantis. Esses efeitos são compensados por (i) uma redução de R\$189,5 milhões no resultado antes dos impostos do período, e (ii) uma variação de R\$67,4 milhões na linha de juros pagos, com R\$67,9 milhões milhão pagos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 e R\$0,5 milhão pagos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

O fluxo de caixa líquido resultante das atividades operacionais foi de R\$139,5 milhões em 2019, apresentando uma redução de 8,0% quando comparado aos R\$151,8 milhões de 2018, devido, principalmente, à redução de R\$9,3 milhões no lucro líquido do exercício, o qual totalizou R\$63,7 milhões em 2019 contra R\$72,9 milhões em 2018.

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades de Investimento

O fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento foi de R\$352,4 milhões em 2020, apresentando uma redução de 73,7% quando comparado aos R\$1.341,1 milhões em 2019. A redução deveu-se principalmente à aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado "Polo Riacho da Forquilha", localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, cujo montante pago em 2019 foi de R\$1.235,6 milhões, sem efeito correspondente em 2020. No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, o fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimento foi utilizado por aplicações financeiras líquidas no montante de R\$124,8 milhões comparado a R\$6,9 milhões em 2019 e adições ao imobilizado de R\$225,9 milhões comparado a R\$1,3 bilhão em 2019, demonstradas na análise de variações de saldos do balanço patrimonial.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

O fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento foi de R\$1.341,1 milhões em 2019, apresentando um aumento de 1.091,2% quando comparado aos R\$112,6 milhões em 2018. O aumento deveu-se principalmente à aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, cujo montante pago em 2019 foi de R\$1.235,6 milhões

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades de Financiamento

O fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$129,1 milhões em 2020, comparado com um fluxo positivo de R\$1.237,8 milhões em 2019. Essa variação deveu-se, principalmente, aos seguintes fatos:

- (i) Pagamento de empréstimos no montante de R\$104,6 milhões em 2020 comparado a uma captação líquida de amortizações e custos de captação de R\$752,9 milhões em 2019;
- (ii) Amortização de R\$24,4 milhões do principal de arrendamentos mercantis em 2020 comparado a R\$7,7 milhões em 2019; e
- (iii) Adicionalmente, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, os acionistas da Companhia aportaram R\$492,4 milhões a título de aumento de capital social. Não houve novos aportes no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

O fluxo de caixa líquido gerado nas atividades de financiamento foi de R\$1,237,8 milhões em 2019, comparado com um fluxo negativo de R\$36,3 milhões em 2018. Essa variação deveu-se, principalmente, aos seguintes fatores:

- (i) Captação de financiamento para pagamento de parte do valor de aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, no montante de R\$807,2 milhões em 2019;
- (ii) Pagamento de custos para captação do supracitado financiamento no montante de R\$52,9 milhões em 2019, sem efeito correspondente em 2018;
- (iii) Aumento de capital social no montante de R\$492,4 milhões para pagamento de parte do valor de aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte em 2019, sem efeito correspondente em 2018; e
- (iv) Pagamento de R\$35,0 milhões de dividendos em 2018, sem efeito correspondente em 2019.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

10.2 – Resultado operacional e financeiro

a) resultados das operações da Companhia, em especial:

i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

As receitas da Companhia advêm basicamente da prestação de serviços de produção e da comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e dividem-se em dois subsegmentos: (i) prestação dos serviços descritos no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, que englobam 12 campos na Bacia do Recôncavo; e (ii) venda de petróleo bruto e gás natural produzidos nos campos detidos integralmente pela Companhia ou em consórcios.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do Contrato de Produção com Cláusula de Risco. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. O fechamento dessa aquisição está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Após o fechamento da transação o Contrato de Produção com Cláusula de Risco será encerrado.

ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia podem ser assim resumidos: produção e e comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e dividem-se em dois subsegmentos: (i) prestação dos serviços descritos no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, que englobam 12 campos na Bacia do Recôncavo; e (ii) venda de petróleo bruto e gás natural produzidos nos campos detidos integralmente pela Companhia ou em consórcios.

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 têm impacto direto na receita da Companhia. Por ter os preços de venda para petróleo 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.

b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Variações de preços: Conforme explicado em item anterior, a receita da Companhia é proveniente da venda de óleo e gás. A receita de óleo representa atualmente 96% da receita da Companhia no ano 2020. 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 ligada à venda de óleo. Com relação à venda de gás natural, a Potiguar E&P possui contrato de compra e venda de gás com a Petrobras, com preço fixo em R\$/MMBtu com variações mensais vinculadas ao preço do câmbio e do Brent.

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 2018, 2019 e 2020. Pode haver 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 geradores da receita de vendas são indexados em dólar. A moeda sofreu variações nos períodos de 2018, 2019 e 2020 e conseqüentemente teve impacto direto na receita da companhia.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

As tabelas abaixo demonstram as médias dos preços do brent e das taxas de câmbio nos últimos três exercícios:

	2020	2019	2018
Brent (US\$/bbl)	41,67	64,09	71,29
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	5,16	3,96	3,66

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 da Companhia

Impactos da taxa de juros

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação do CDI, bem como possui contratos de mútuo expostos a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação da Selic. Tais contratos de mútuo, todavia, não têm efeito sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

No lado do passivo, a maior parte dos juros são reconhecidos a um spread de 6,3% mais LIBOR para 3 meses.

Inflação: a companhia tem exposição a inflação que impacta os resultados operacionais principalmente em custos dos serviços prestados e produtos vendidos, 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 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

A Companhia atua somente no segmento de exploração e produção de petróleo (E&P). Desde a sua constituição, nenhum segmento operacional foi introduzido ou alienado.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Recôncavo E&P S.A.

A Recôncavo. foi constituída em 22 de março de 2004 e tem como objeto social o desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e demais produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) qualquer outra atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados. A Recôncavo opera as concessões para a exploração e produção de campos e blocos próprios, atuando em campos mediante concessão obtida junto à ANP - Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

A controlada Recôncavo E&P S.A. é concessionária para exploração dos campos Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul, Acajá-Burizinho e Juriti, que foram adquiridos nas 4ª e 6ª rodadas de licitações da ANP.

Recôncavo America LLC

A Recôncavo América, constituída em 15 de maio de 2006, baseada no Estado de Delaware nos Estados Unidos da América, com o objetivo de adquirir equipamentos utilizados em campos de petróleo, especialmente sondas de produção e perfuração terrestres, e alugá-los no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural, denominado REPETRO. Estes equipamentos são prioritariamente para uso nas operações da Companhia e controlada, mas em períodos de utilização reduzida, estes podem ser alugados a terceiros. Em dezembro de 2020 a Recôncavo América vendeu seus ativos para a controladora PetroRecôncavo S.A. e sua controlada Potiguar E&P S.A. pelo montante de R\$ 18.156.

Potiguar E&P S.A.

A Potiguar E&P S.A. (“Potiguar E&P”), com sede no município de Mossoró, Estado do Rio Grande do Norte, é uma companhia de capital fechado que foi constituída em 15 de junho de 2018 e é controlada pela PetroRecôncavo S.A.

A Potiguar E&P tem como objeto social desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e demais produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) qualquer outra atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados. A Potiguar E&P consolida as concessões para a exploração e produção de campos próprios, atuando em campos mediante concessões obtidas junto à ANP - Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

A Potiguar E&P é concessionária para exploração e produção dos campos Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçaná, Jandui, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Maçarico, Pajeú, Pardal, Patativa, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras

Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha, que foram adquiridos junto à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e cujas operações iniciaram em 10 de dezembro de 2019. A Potiguar E&P é a operadora de todas as concessões acima listadas, com exceção: (i) dos campos de Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata que atualmente são operados pela Sonangol Hidrocarbonetos S.A. (sendo 30% pertencentes à Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda. e 70% à Potiguar E&P); (ii) dos campos de Cardeal e Colibri que atualmente são operados pela Partex (sendo 50% pertencentes à Partex Brasil Ltda. e 50% à Potiguar E&P).

SPE Miranga S.A.

A SPE Miranga S.A. (SPE Miranga) foi constituída em 12 de janeiro de 2021 com o objeto social de atuar na extração de petróleo e gás natural: envolvendo o desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados.

c) Eventos ou operações não usuais

Não houve, desde a constituição da Companhia, qualquer evento ou operação não usual.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

10.4 – Mudanças significativas nas práticas contábeis – Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

(a) mudanças significativas nas práticas contábeis

- a. IFRS 16 - Arrendamento Mercantil - CPC 06 (R2) - A norma tem como objetivo unificar o modelo de contabilização do arrendamento, exigindo dos arrendatários, reconhecer os passivos assumidos em contrapartida aos respectivos ativos correspondentes ao seu direito de uso para todos os contratos de arrendamento, a menos que apresente as seguintes características que estão no alcance da isenção da norma: (i) contrato com prazo inferior ou igual a doze meses; e (ii) possua valor imaterial, tenha como base valores variáveis ou prazo indeterminado.

A Companhia e suas controladas avaliaram os impactos em suas demonstrações financeiras, decorrentes da adoção inicial da norma, conforme nota explicativa nº 23.

Ainda em decorrência da adoção do IFRS 16, a Companhia promoveu algumas reclassificações no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2018, apresentados para fins de comparabilidade, conforme demonstrado abaixo:

	31/12/2018		
	Controladora e Consolidado		
	Conforme Divulgado	Reclassificação	Reclassificado
Passivo circulante			
Empréstimos e financiamentos	1.692	(509)	1.183
Arrendamento mercantil - IFRS 16	-	509	509
	<u>1.692</u>	<u>-</u>	<u>1.692</u>
Passivo não circulante			
Empréstimos e financiamentos	5.142	(834)	4.308
Arrendamento mercantil - IFRS 16	-	834	834
	<u>5.142</u>	<u>-</u>	<u>5.142</u>

(b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Vide item a) acima.

(c) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

Os relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras da Companhia nos últimos três exercícios sociais foram emitidos sem ressalvas. As seguintes ênfases foram incluídas pelos auditores independentes em seus relatórios:

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras emitidas em 31 de dezembro de 2018 possui uma ênfase mencionando o fato que, em decorrência das características das operações da Companhia, a mesma concentra suas vendas para um único cliente, a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Conseqüentemente, qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras deve levar em consideração essas circunstâncias.

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras emitidas em 31 de dezembro de 2019 possui duas ênfases, que mencionam que, em decorrência das características das operações da Companhia e de suas controladas, as mesmas concentram suas vendas para um único cliente - Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Conseqüentemente, qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas devem levar em consideração essas circunstâncias.

A segunda ênfase menciona que a Companhia decidiu por reclassificar certos saldos contábeis constantes no balanço patrimonial para 31 de dezembro de 2018, para melhor apresentação; e retificar erros referentes às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2019 como previsto no pronunciamento técnico CPC 23 - Práticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras emitidas em 31 de dezembro de 2020 possui duas ênfases, que mencionam que, em decorrência das características das operações da Companhia e de suas controladas, as mesmas concentram suas vendas para um único cliente - Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Consequentemente, qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas devem levar em consideração essas circunstâncias.

A segunda ênfase menciona que a Companhia, com o objetivo de adequar às exigências regulatórias aplicáveis às Companhias abertas registradas na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), decidiu rerepresentar as informações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, apresentadas para fins de comparação, para incluir a demonstração do valor adicionado (DVA), informação por segmento, bem como efetuou reclassificações de determinadas contas, em conformidade com o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e o IAS 8 — Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors, sem modificação do resultado do exercício e do patrimônio líquido de 2019 e 2018.

Com relação à concentração de vendas em um único cliente, a Companhia divulga essa informação nas notas explicativas 1 e 22.3. A administração da Companhia 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, a Petrobras, empresa de economia mista brasileira com classificação de risco Ba2, BB- e BB- pela Moody's, Standard & Poor's e Fitch, respectivamente, conforme divulgado pela Petrobras em seu website de relações com investidores.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

10.5 – Políticas contábeis críticas

A Administração da Companhia entende que adota as políticas contábeis condizentes com as melhores práticas de mercado e com a indústria de exploração e produção de petróleo e gás. As políticas contábeis da Companhia são definidas com o propósito de prover os usuários das demonstrações financeiras com informações úteis na tomada de decisão e visam a representar as suas transações com neutralidade, prudência e integridade, considerando as seguintes características qualitativas: compreensibilidade, relevância, confiabilidade e comparabilidade.

SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS NA PREPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

1) Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia utiliza instrumentos derivativos de proteção para variação nos preços de commodity (*hedge*). Estes instrumentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que os contratos são celebrados e são subsequentemente remensurados aos seus valores justos.

O método para reconhecer contabilmente o ganho ou a perda resultante desta remensuração depende do fato de o derivativo ser designado ou não como um instrumento de *hedge*, no caso da adoção da contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

A Companhia designa os derivativos como *hedge accounting*, quando relacionados às operações futuras altamente prováveis (*hedge* de fluxo de caixa) e documenta no início da operação a relação entre os instrumentos de *hedge* e os itens protegidos por *hedge*, bem como seus objetivos e estratégias de gestão de riscos. A Companhia também documenta, tanto no início do *hedge*, quanto em uma base contínua, se os derivativos que são usados em transações de *hedge* são altamente eficazes na compensação de variações no fluxo de caixa dos itens protegidos por *hedge*.

A parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos que são designados e qualificados como *hedge* de fluxo de caixa é reconhecida como “Ajuste de avaliação patrimonial” (em “Outros resultados abrangentes”) no patrimônio líquido, descontados dos impostos diferidos. O ganho ou perda relacionado à parcela não efetiva é imediatamente reconhecido no resultado como “Resultado financeiro”.

Os valores acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado nos períodos em que os contratos objeto de *hedge* são liquidados. Quando o *hedge* deixa de cumprir os critérios para *hedge accounting*, o mesmo é prospectivamente descontinuado e todo ganho ou perda acumulada no patrimônio líquido, lá permanece, e sendo, a partir desse momento, os respectivos ganhos e perdas apurados, reconhecidos no resultado do período. Quando a operação prevista não possuir mais expectativa de ocorrer, os ganhos ou perdas acumuladas que são reportados no patrimônio líquido são imediatamente transferidos para o resultado e apresentados em “Resultado financeiro”.

Os valores de mercado dos instrumentos financeiros derivativos de proteção estão divulgados na nota explicativa nº 15 das demonstrações financeiras. O valor justo total dos instrumentos derivativos de *hedge* é classificado como ativo ou passivo não circulante quando o vencimento remanescente do item protegido por *hedge* é superior a 12 meses.

2) Imobilizado

Edificações, imobilizações em andamento, móveis e utensílios e equipamentos estão demonstrados ao valor de custo, deduzido de depreciação e perda por redução ao valor recuperável acumuladas. Os custos de empréstimos, quando aplicável, são capitalizados. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados. Os terrenos estão demonstrados ao valor de custo e não sofrem depreciação.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

Os gastos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás são registrados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos e incluem as estimativas dos custos com abandono que são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações de pagamentos futuros, (ver nota explicativa nº 14 das demonstrações financeiras). Esse método determina que custos para incremento de produção e os custos de perfuração de poços exploratórios bem sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos com geologia e geofísica, incorridos antes da determinação da viabilidade econômica das reservas, devem ser considerados despesas do período em que forem incorridos; e os custos com poços exploratórios secos e os vinculados às reservas não comerciais devem ser registrados no resultado quando são identificados como tal (ver nota explicativa nº 9 das demonstrações financeiras).

A depleção é calculada pela taxa correspondente à relação entre o volume de óleo e gás produzido e o volume de reserva provada desenvolvida dos campos produtores, limitado à data de vencimento dos contratos de concessão de cada campo.

A depreciação dos demais bens é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A vida útil estimada, os valores residuais e os métodos de depreciação são revisados no final da data do balanço patrimonial e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

O almoxarifado compreende os estoques de motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção.

Um item do imobilizado é baixado na data de sua alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado.

3) Perda estimada para recuperação de ativos de longa duração

A Administração revisa o valor contábil dos ativos de vida longa, principalmente o imobilizado e intangíveis de vida útil definida a serem mantidos e utilizados nas operações da Companhia, com o objetivo de determinar e avaliar sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos não poderá ser recuperado.

São realizadas análises para identificar as circunstâncias que possam exigir a avaliação da recuperabilidade dos ativos de vida longa e medir a taxa potencial de deterioração. Os ativos são agrupados e avaliados segundo a possível deterioração, com base nos fluxos futuros de caixa projetados descontados de cada unidade geradora de caixa (campos de petróleo), durante a vida remanescente estimada dos ativos, conforme o surgimento de novos acontecimentos ou novas circunstâncias. Nesse caso, uma perda seria reconhecida com base no montante pelo qual o valor contábil excede o valor provável de recuperação de um ativo de vida longa.

O valor provável de recuperação é determinado como sendo o maior valor entre (a) o valor de venda estimado dos ativos menos os custos estimados para venda e (b) o valor em uso, determinado pelo valor presente esperado dos fluxos de caixa futuros do ativo ou da unidade geradora de caixa, vide nota explicativa nº 9 das demonstrações financeiras.

Provisões para abandono de poços

Os gastos representativos de fechamento de poços decorrentes da finalização das atividades estão registrados a valor presente como provisão para abandono de poços. As obrigações consistem principalmente em custos associados com encerramento de atividades, desmobilização e recuperação de áreas degradadas.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

Representam os gastos futuros estimados referentes à obrigação legal de recuperar o meio ambiente, desmobilizar e finalizar as atividades.

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os gastos com abandono de poços são reconhecidos como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo.

As estimativas de gastos com abandono de poços são revisadas anualmente e amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais.

4) Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções, descontos comerciais e outras deduções similares, conforme demonstrado abaixo.

Prestação de serviços

Os honorários de exploração de óleo e gás são reconhecidos quando o volume dos produtos é transferido para o cliente, mediante aprovação da medição.

Vendas de produtos

A receita de venda de produtos é reconhecida quando os produtos são entregues e a titularidade legal é transferida.

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 findo em 31 de dezembro 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 findo em 31 de dezembro 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 findo em 31 de dezembro 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 findo em 31 de dezembro 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 findo em 31 de dezembro de 2020.

(b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo referentes ao exercício findo em 31 de dezembro 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 findo em 31 de dezembro 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 findo em 31 de dezembro 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 findo em 31 de dezembro de 2020.

10.8 - Plano de Negócios

10.8 – Plano de negócios

a) investimentos, incluindo:

i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Com base nos relatórios de reservas e recursos contingentes, o orçamento programado para investimentos planejados pela Companhia para desenvolvimento de suas reservas e dos seus recursos contingentes é de aproximadamente R\$2,4 bilhões. Tais investimentos incluem, mas não se limitam, a perfurações de novos poços, intervenções em poços existentes com o intuito de incrementar a produção e expansão e modernização das facilidades necessárias para tratamento, armazenamento e escoamento da produção de petróleo e gás natural.

ii) fontes de financiamento dos investimentos

Tendo em vista sua estrutura de capital atual, a Companhia acredita gerar caixa suficiente para financiar os investimentos projetados, de modo que não prevê a necessidade de captação de recursos no mercado no curto e médio prazo.

Caso esta necessidade venha a surgir, por exemplo, para financiar aquisições de novos ativos produtores de petróleo e/ou gás natural, a Administração da Companhia avaliará as eventuais necessidades de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital, podendo optar por uma forma de financiamento ou outra, conforme for o caso para este propósito.

iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não há desinvestimentos de ativos relevantes em andamento ou desinvestimentos previstos. Cabe ressaltar, no entanto, que é prática comum na indústria do petróleo a assinatura de contratos de *farm-in* e *farm-out*, que consiste em um processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa (numa mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de *farm-in* e a empresa que está vendendo direitos de concessão está em processo de *farm-out*).

A Companhia pode, eventualmente, celebrar tais tipos de contratos no futuro, caso isso represente benefícios para seus negócios e acionistas. A assinatura destes contratos, se houver, poderá representar investimentos e desinvestimentos relevantes. Os Diretores reiteram, no entanto, que, na data deste Formulário de Referência, não havia desinvestimentos de ativos relevantes em andamento ou desinvestimentos previstos.

10.8 - Plano de Negócios

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar E&P assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores. O valor de aquisição ajustado foi de US\$351.453 mil, tendo sido abatidos do preço de aquisição a geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço a partir de 1º de janeiro de 2019 (Data Efetiva) da transação. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Potiguar E&P pagou o equivalente a US\$295.221 mil (R\$1.235.568 mil), correspondente a 84% do valor de aquisição ajustado. A Controlada deve pagar à Petrobras um saldo remanescente correspondente a 16% do valor de aquisição ajustado, ou, aproximadamente, US\$56.000 mil, condicionado à extensão das concessões de onze dos 34 campos adquiridos, conforme demonstrado abaixo:

Campo	Percentual
Baixa do Algodão	0,2%
Boa Esperança	0,5%
Breijinho	1,5%
Cachoeirinha	1,0%
Fazenda Curral	0,2%
Fazenda Malaquias	1,0%
Leste de Poço Xavier	0,3%
Livramento	1,8%
Lorena	2,8%
Pajeú	0,2%
Riacho da Forquilha	6,5%
Total	16,0%

O processo de extensão das concessões envolve a apresentação para a Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural (ANP) de Planos de Desenvolvimento que demonstrem um plano de investimento e produção viável para além do período contratual atual. Em 5 de março de 2020, a Potiguar E&P apresentou à ANP os Planos de Desenvolvimento para os onze campos listados acima. O processo de avaliação das extensões é gerido pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP, que julga a estratégia de desenvolvimento apresentada, o cronograma físico-financeiro dos projetos de desenvolvimento da produção, o aumento da capacidade produtiva das instalações, provisões financeiras para descomissionamento e abandono das instalações, dentre outros pontos.

Caso aprovada, a extensão das concessões deve adicionar novos volumes de reservas provadas, com potenciais impactos nas estimativas de cálculo da depleção e provisão para abandono de poços. Até a data de emissão das demonstrações financeiras, a ANP não deliberou sobre a aprovação dos Planos de Desenvolvimento submetidos. Nenhuma obrigação e nenhum efeito decorrente do aumento das reservas provadas foram reconhecidos nas demonstrações financeiras na data-base de 31 de dezembro de 2020.

Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (onshore) de Breijinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmária, que constituem o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço, a serem apresentados pela Petrobras, desde julho de 2020 até a data de fechamento; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras.

10.8 - Plano de Negócios

Operamos os campos deste Polo através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. Assim, este Contrato, que tem validade até agosto de 2025, deverá ser extinto na data do “closing” da transação de compra do Polo Remanso, quando esses campos passarão a ser operados como concessões próprias. As 12 concessões que compõem este polo são da chamada “rodada zero” que atualmente se encerram em agosto de 2025, podendo ser estendido o prazo das mesmas por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto a ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, subsidiária da PetroReconcavo, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (onshore) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP e do CADE, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço, tendo em vista que a data efetiva da transação será a data do fechamento da transação; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

A produção média do Polo Miranga de em 2020 foi de aproximadamente 899 barris de óleo por dia (bopd) e 377 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 estará sujeito à aprovação da agência reguladora.

c) novos produtos e serviços, indicando:

i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

O plano de negócios atual da Companhia não contempla a comercialização de novos produtos ou a prestação de novos serviços.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

10.9 – Outros fatores com influência relevante

Como é amplamente conhecido, a pandemia relacionada ao vírus COVID-19 vem gerando mudanças nos mercados mundiais e também no brasileiro. O mercado de petróleo mundial foi particularmente afetado pelo COVID-19, principalmente em decorrência da redução da demanda e consequente aumento dos estoques. Além disso, em março de 2020, houve divergências entre grandes produtores mundiais de petróleo resultantes de conflitos geopolíticos, que também contribuíram para uma redução relevante nos preços. Como consequência dos fatores acima, o preço do petróleo tipo Brent teve uma queda substancial nos mercados internacionais, caindo de US\$67/bbl em 31/12/2019 para um mínimo de US\$9/bbl em 21/04/2020. A partir desta data, os preços passaram a se recuperar, chegando a US\$46/bbl em 25/08/2020. Desde então e até a data de 31/12/2020 as cotações flutuaram entre US\$36,20/bbl e US\$51,97/bbl.

11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas

11.1 – Projeções divulgadas e premissas

- (a) objeto da projeção;**
- (b) período projetado e o prazo de validade da projeção;**
- (c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle; e**
- (d) valores dos indicadores que são objeto da previsão.**

Não aplicável, pois a Companhia não divulga projeções.

11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas

11.2 – Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

Não aplicável, pois a Companhia não divulga projeções.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

12.1 – Descrição da estrutura administrativa

A estrutura administrativa da Companhia é constituída pelo Conselho de Administração e pela Diretoria, conforme prevista no Estatuto Social.

O Conselho Fiscal previsto no Estatuto Social não tem caráter permanente, que pode ser instalado mediante pedido dos acionistas da Companhia ou exigência legal.

Além dos referidos órgãos, a o Conselho de Administração é auxiliado por um Comitê de Auditoria estatutário.

(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 será composto por 7 (sete) membros efetivos e respectivos suplentes (observado o disposto na parte final do Parágrafo Primeiro deste Artigo 13 quanto à suplência dos conselheiros independentes), acionistas ou não, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Caberá ao próprio Conselho de Administração indicar, sempre na primeira reunião após a Assembleia Geral que deliberar sobre a eleição de seus membros, os conselheiros que exercerão os cargos de Presidente e de Vice-Presidente do Conselho de Administração para o respectivo mandato.

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 considerado(s) como independente(s) o(s) membro(s) do Conselho de Administração eleito(s) mediante a faculdade prevista no Artigo 141, parágrafo 4º da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador. Excepcionalmente para os conselheiros independentes, não será necessário que o número de suplentes seja idêntico aos dos efetivos, podendo ser eleito(s) neste caso suplente(s) em número inferior ao número de membros efetivos.

A Companhia terá 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. No exercício social de 2020, por decisão dos acionistas da Companhia, o Conselho Fiscal não foi instalado.

Além das responsabilidades previstas nos termos da legislação aplicável, em conformidade com o Estatuto Social e o Regimento Interno do Conselho de Administração, é de responsabilidade do Conselho de Administração:

- (i) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- (ii) cumprir e fazer cumprir o Estatuto, as deliberações da Assembleia Geral e os princípios e procedimentos de governança corporativa;
- (iii) eleger e destituir os Diretores da Companhia, bem como fixar-lhes as atribuições, respeitadas as disposições do Estatuto;
- (iv) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e documentos da Companhia, solicitar informações sobre contratos ou negócios celebrados ou em vias de celebração, e quaisquer outros atos necessários à fiscalização;
- (v) manifestar-se sobre os relatórios da administração e as contas da Diretoria;
- (vi) propor à Assembleia Geral a atribuição de participação nos lucros aos administradores ou Empregados da Companhia e proceder à respectiva distribuição, nos limites fixados pela Assembleia Geral;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(vii) atribuir, em caso de a Assembleia Geral ter aprovado a remuneração do Conselho de Administração e da Diretoria em montante global, os honorários mensais de cada um dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria;

(viii) estabelecer as condições e regras (i) para a outorga de opção de compra de ações, nos limites e de acordo com o Plano de Opção de Compra de Ações aprovado pela Assembleia Geral, (ii) para a outorga de ações de acordo com o Programa de Incentivo Consolidado da Companhia (o "Programa de Incentivo Consolidado"), incluindo a escolha e quantificação das metas definidas nos limites do Programa de Incentivo Consolidado, e (iii) para a administração, organização e cumprimento das disposições do Plano de Opção de Compra de Ações e do Programa de Incentivo Consolidado, caso não sejam criados comitês com essa finalidade;

(ix) criar comitês e comissões técnicas ou de aconselhamento, permanentes ou temporários, bem como eleger seus membros;

(x) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a assunção de qualquer compromisso financeiro por prazo superior a 24 (vinte e quatro) meses ou cujo valor agregado, no curso de um mesmo exercício social, supere a importância de R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), incluindo, sem limitar, a contratação de financiamentos, mútuos, locação ou leasing de ativos;

(xi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a compra, venda, hipoteca ou locação pela Companhia de qualquer participação em imóveis ou substâncias petrolíferas in situ, bem como de quaisquer bens, direitos ou conjunto de bens ou direitos cujo valor agregado, no caso de um mesmo exercício social, seja superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);

(xii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a aquisição, a alienação ou a oneração de bens do ativo permanente cujo valor individual ou agregado, em uma única operação ou em operações sucessivas no curso de um mesmo exercício social, seja superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);

(xiii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a contratação de serviços e obras com terceiros, com valores iguais ou superiores a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);

(xiv) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a emissão de notas promissórias comerciais para distribuição pública, nos termos da regulamentação aplicável;

(xv) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a constituição de ônus reais e a prestação de garantias a obrigações próprias cujo valor individual ou agregado, em uma única operação ou em operações sucessivas no curso de um mesmo exercício social, seja igual ou superior R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);

(xvi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a prestação de garantias a obrigações de terceiros, independentemente do valor, ressalvadas garantias prestadas a obrigações assumidas por controladas ou subsidiárias integrais da companhia, cuja prestação não dependerá de aprovação do Conselho de Administração, desde que observado o disposto no item (xiii) acima;

(xvii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a aquisição das ações de emissão da própria Companhia para cancelamento ou manutenção em tesouraria;

(xviii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a alienação ou o cancelamento das ações de emissão da própria Companhia que, por qualquer motivo, permanecerem em tesouraria;

(xix) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre o aumento do capital da Companhia até o limite do capital autorizado, mediante a emissão de ações ou bônus de subscrição;

(xx) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real ou debêntures conversíveis em ações até o limite do capital autorizado;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(xxi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a exclusão do direito de preferência na emissão de ações, debêntures conversíveis ou bônus de subscrição cuja colocação seja feita mediante a venda em bolsa ou subscrição pública, conforme previsto no Artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações;

(xxii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre quaisquer associações envolvendo a Companhia, inclusive a celebração de consórcio ou joint venture e a celebração de acordos de acionistas;

(xxiii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre o pagamento ou crédito de juros sobre o capital próprio aos acionistas, bem como sobre a distribuição de dividendos intermediários, observados os termos da legislação aplicável e do Estatuto;

(xxiv) escolher, substituir e destituir os auditores independentes da Companhia;

(xxv) criar e extinguir filiais, sucursais, agências e escritórios em qualquer parte do território nacional;

(xxvi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a criação e a extinção de subsidiárias e participação no capital de qualquer outra sociedade, empresa ou entidade semelhante, incluindo consórcios;

(xxvii) instruir o voto dos representantes da Companhia nos Conselhos de Administração e nas Assembleias Gerais de controladas e coligadas;

(xxviii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar o plano de negócios e o orçamento da Companhia;

(xxix) definir a empresa especializada em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia nos casos de OPA para cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado;

(xxx) 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 da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, com possibilidade de pedido de extensão por igual prazo se julgar necessário, que deverá abordar, no mínimo (a) 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; (b) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (c) alternativas à aceitação da oferta pública de aquisição disponíveis no mercado; (d) o valor econômico da Companhia e (e) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela CVM;

(xxxi) exercer outras atribuições legais ou que lhe sejam conferidas pela Assembleia Geral, bem como resolver os casos omissos ou não previstos no Estatuto;

(xxxii) incluir, na proposta da administração referente à assembleia geral para eleição de administradores, sua manifestação contemplando a aderência de cada candidato ao cargo de membro do Conselho de Administração à Política de Indicação de Membros do Conselho de Administração, de seus Comitês de Assessoramento e da Diretoria e as razões pelas quais se verifica o enquadramento de candidatos como conselheiros independentes;

(xxxiii) aprovar previamente as transações envolvendo partes relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for menor, conforme previsto nas políticas corporativas da Companhia e na regulamentação aplicável; e

(xxxiv) estabelecer orçamentos próprios para a Área de Auditoria Interna e para o Comitê de Auditoria, conforme aplicável.

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 somente será composto, instalado e remunerado nos exercícios sociais em que assim solicitarem os acionistas, conforme previsto na legislação aplicável. O Conselho Fiscal não possui regimento interno e, uma vez instalado, terá a competência disposta na legislação aplicável.

No exercício social de 2020, por decisão dos acionistas da Companhia, o Conselho Fiscal não foi instalado.

Comitê de Auditoria

As principais informações e atribuições do Comitê de Auditoria, órgão de assessoramento ao Conselho de Administração, estão indicadas no item (ii) abaixo.

- 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 23 de fevereiro de 2021 e alterados em reunião de 1º de abril de 2021. Os regimentos citados acima poderão ser consultados no site da Companhia: ri.petroreconcavo.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; e**

A Companhia possui um Comitê de Auditoria estatutário (“Comitê de Auditoria”), 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) e, no máximo, 5 (cinco) membros, eleitos para o exercício de um mandato unificado de 2 (dois) anos, pela maioria simples do Conselho de Administração, sendo que ao menos 1 (um) membro deve ser conselheiro independente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, 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. Nenhum dos membros do Comitê de Auditoria poderá ser controlador da Companhia, nem diretor da Companhia, de seu acionista controlador, direto ou indireto, se houver, ou de sociedades controladas, coligadas ou sob controle comum, e tampouco possuir qualquer vínculo de subordinação com as pessoas anteriormente mencionadas.

O comitê se reunirá, no mínimo, trimestral, ou, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Coordenador do Comitê de Auditoria ou por solicitação escrita de quaisquer 2 (dois) membros 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.

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.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Nos termos do regimento interno do Comitê de Auditoria, compete-lhe o seguinte:

- (a) opinar na contratação e destituição dos serviços de Auditoria Interna da Companhia;
- (b) avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;
- (c) supervisionar e acompanhar as atividades da Auditoria Interna da Companhia;
- (d) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- (e) avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a Política de Transações com Partes Relacionadas;
- (f) reportar as atividades reportadas pela Auditoria Interna ao Conselho de Administração;
- (g) possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação; e
- (h) elaborar relatório anual resumido do Comitê de Auditoria contemplando as reuniões realizadas e os principais assuntos discutidos e destacando as recomendações feitas pelo Comitê de Auditoria ao Conselho de Administração da Companhia.

Além disso, o Comitê de Auditoria contará com um coordenador, que terá que:

- (i) convocar, instalar e presidir as reuniões do Comitê de Auditoria;
 - (ii) tomar providências para assegurar que os Membros recebam tempestivamente as informações necessárias para deliberar sobre as matérias constantes das agendas das reuniões;
 - (iii) decidir sobre a participação e, quando for o caso, convocar para participar das reuniões do Comitê de Auditoria, diretores, executivos, auditores, consultores e colaboradores, internos e externos, da Companhia, inclusive especialistas, que detenham informações sobre assuntos constantes da pauta ou cuja área de atuação tenha relação com tais assuntos, observadas as disposições estabelecidas neste Regimento e eventuais questões de conflito de interesses;
 - (iv) solicitar à administração da Companhia e seus auditores independentes as informações e/ou esclarecimentos considerados necessários para a atuação do Comitê de Auditoria, observadas as disposições deste Regimento;
 - (v) representar o Comitê de Auditoria em seu relacionamento com o Conselho de Administração e seus comitês de assessoramento, a Diretoria, a auditoria independente e o Conselho Fiscal da Companhia, quando instalado, assinando, quando necessário, as correspondências, convites e relatórios a eles dirigidos;
 - (vi) informar o Presidente do Conselho de Administração das atividades desempenhadas pelo Comitê de Auditoria e encaminhar ao Presidente do Conselho de Administração, as recomendações, análises, pareceres e relatórios aprovados em reuniões do Comitê de Auditoria;
 - (vii) coordenar o processo de avaliação do Comitê de Auditoria, observados os procedimentos e processos aprovados pelo Conselho de Administração; e
 - (viii) zelar pelo fiel cumprimento do Regimento do Comitê de Auditoria.
- 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.**

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

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, competirá ao Comitê de Auditoria, constituído em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 23 de fevereiro de 2021 e eleito em Reunião do Conselho de Administração realizada em 1º de abril de 2021, 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, analisar o escopo e o enfoque propostos pelos auditores independentes e avaliar seus honorários e resultados dos serviços prestados, supervisionando suas atividades, a fim de avaliar: a) a sua independência; b) a qualidade de serviços prestados; e c) a adequação dos serviços prestados às necessidades da Companhia, 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 será composta por, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 5 (cinco) diretores, acionistas ou não, residentes no país, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, um Diretor de Operações e os demais Diretores sem designação específica. São obrigatórios os cargos de Diretor Presidente, de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e de Diretor de Operações.

Todos os Diretores terão mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo admitida a reeleição e podendo ser destituídos a qualquer momento pelo Conselho de Administração.

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 e da Assembleia Geral, conforme o caso. O Estatuto Social estabelece, ainda, certas matérias de competência da Diretoria, atuando de forma colegiada:

(a) considerar e fazer recomendações ao Conselho de Administração, referentes à estrutura básica da organização da Companhia e às atribuições das unidades da Companhia, observado o Estatuto Social da Companhia;

(b) elaborar e submeter ao Conselho de Administração para aprovação as regras e regulamentos para o bom funcionamento da Companhia, observado o Estatuto Social da Companhia;

(c) elaborar e submeter à aprovação do Conselho de Administração o plano de negócios e orçamento anual da Companhia, bem como outros planos ou orçamentos eventualmente solicitados pelo Conselho de Administração, conforme disposto na letra (dd) do Artigo 17 do Estatuto Social da Companhia;

(d) elaborar e submeter à aprovação do Conselho de Administração uma política de pessoal (cargos e salários) referente aos Empregados da Companhia;

(e) submeter à aprovação do Conselho de Administração todos os atos que dependam de sua aprovação, nos termos do Estatuto Social da Companhia;

(f) apresentar ao Conselho de Administração os atos que devam ser submetidos à Assembleia Geral;

(g) elaborar o Relatório Anual, as demonstrações financeiras e todos os outros documentos a serem submetidos à Assembleia Geral;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(h) fazer recomendações ao Conselho de Administração sobre a abertura, transferência e encerramento de escritórios, filiais e outras instalações da Companhia; e

(i) desempenhar todas as outras funções previstas em lei e na regulamentação aplicável, do Estatuto Social da Companhia, nas reuniões do Conselho de Administração e nos documentos corporativos da Companhia, sempre observando os princípios e procedimentos de governança corporativa.

Caberá ao **Diretor Presidente**:

(a) gerenciar e supervisionar os negócios da Companhia e executar e fazer executar as resoluções do Conselho de Administração e da Assembleia Geral, aprovadas de acordo com o Estatuto e as disposições legais aplicáveis;

(b) coordenar e supervisionar as atividades da Companhia em negociações estratégicas com a Petrobras ou qualquer entidade governamental ou em qualquer outro tipo de negociações no tocante a matérias de importância crítica em relação aos negócios sociais;

(c) conduzir as negociações em qualquer controvérsia ou disputa envolvendo a Companhia e terceiros (exceto qualquer controvérsia ou disputa entre quaisquer dos acionistas e a Companhia);

(d) manter coordenação permanente entre o Conselho de Administração e a Diretoria e desempenhar quaisquer outras funções atribuídas pelo Conselho de Administração;

(e) presidir as reuniões da Diretoria; e

(f) receber citações ou notificações de qualquer natureza em nome da Companhia.

Caberá ao **Diretor Financeiro e de Relações com Investidores**:

(a) executar a política, as diretrizes e as atividades econômico-financeiras e contábeis da Companhia, conforme especificado pelo Conselho de Administração;

(b) divulgar os atos ou fatos relevantes ocorridos nos negócios da Companhia, bem como incumbir-se do relacionamento da Companhia com todos os participantes do mercado e com as entidades reguladoras e fiscalizadoras, assumindo responsabilidade pelo cumprimento dos deveres que lhe impõem as normas regulamentares aplicáveis e o Regulamento do Novo Mercado; e

(c) desempenhar todas as outras funções previstas em lei e na regulamentação aplicável, no Estatuto, nas reuniões do Conselho de Administração e nos documentos corporativos da Companhia, sempre observando os princípios e procedimentos de governança corporativa.

Caberá ao **Diretor de Operações**:

(a) elaborar todos os relatórios técnicos necessários referentes às atividades operacionais de petróleo e gás da Companhia e quaisquer iniciativas de produção, desenvolvimento ou exploração cuja implementação pela Companhia seja proposta;

(b) adotar as medidas razoavelmente necessárias para proteger vidas e propriedade e manter a produção de quaisquer poços produtivos de petróleo ou gás, nos quais a Companhia tenha participação ou em relação aos quais a Companhia preste serviços operacionais a um terceiro;

(c) adotar as medidas razoavelmente necessárias em relação à reabilitação, reativação, melhoria, desenvolvimento ou exploração de quaisquer propriedades ou campos petrolíferos nos quais a Companhia tenha participação ou em relação aos quais a Companhia preste serviços operacionais a um terceiro;

(d) adotar as medidas razoavelmente necessárias no tocante ao manuseio, transporte, tratamento ou entrega de qualquer produção de qualquer destas propriedades ou campos;

(e) executar a política, as diretrizes e as atividades das áreas de segurança, meio ambiente e responsabilidade social aprovadas pelo Conselho de Administração;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

(f) submeter, através do Diretor Presidente, propostas ao Conselho de Administração, relativas a novos investimentos e despesas de capital, que não poderá deixar de submeter qualquer dessas propostas ao Conselho de Administração; e

(g) outras atribuições eventualmente conferidas pelo Conselho de Administração ou pelo Diretor Presidente.

(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, 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, da Diretoria 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, da Diretoria e dos comitês de assessoramento, buscando alcançar um alto nível de especialização durante a avaliação, sendo certo que os principais critérios utilizados na avaliação individual dos Conselheiros e membros dos Comitês de Assessoramento são: (i) assiduidade no exame e no debate das matérias discutidas; (ii) contribuição ativa no procedimento decisório; e (iii) comprometimento com o exercício das suas funções.

O desempenho dos Diretores será avaliado de acordo com metas e indicadores operacionais e financeiros da Companhia, estabelecidos com base nas projeções para cada ano e repassadas para a Diretoria.

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, da Diretoria e do Comitê de Auditoria 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, da Diretoria 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 1º de abril de 2021, e o Artigo 124, §1º, inciso II, da Lei nº 6.404/76, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações").

(b) competências;

O Estatuto Social da PetroRecôncavo prevê que compete à Assembleia Geral, além das atribuições conferidas por lei:

(a) tomar as contas dos administradores, bem como examinar, discutir e aprovar as demonstrações financeiras;

(b) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do resultado do exercício e a distribuição de dividendos;

(c) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado;

(d) fixar a remuneração global anual dos administradores, assim como a dos membros do Conselho Fiscal, se instalado;

(e) aprovar planos de concessão de ações ou de outorga de opção de compra de ações aos administradores e Empregados da Companhia ou de suas controladas;

(f) alterar o Estatuto Social;

(g) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a dissolução, liquidação, fusão, cisão, incorporação da Companhia ou de qualquer sociedade na Companhia;

(h) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a aquisição, pela Companhia, de ações de sua própria emissão para manutenção em tesouraria ou seu cancelamento, nas hipóteses cuja aprovação em Assembleia Geral seja prescrita na regulamentação em vigor;

(i) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre pedido de falência, recuperação judicial ou extrajudicial e início e cessação do estado de liquidação da Companhia;

(j) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a transformação da Companhia em outro tipo societário;

(k) atribuir bonificações em ações e deliberar sobre grupamentos e desdobramentos de ações;

(l) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre qualquer outra matéria que venha a ser submetida pelo Conselho de Administração;

(m) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a saída da Companhia do Novo Mercado da B3; e

(n) dispensar a realização de oferta pública de aquisição ações ("OPA"), como requisito para a saída da Companhia do Novo Mercado.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

(c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise;

Endereço Eletrônico: ri.petroreconcavo.com.br

Endereço Físico: Av. Luís Viana, 13223, Hangar Business Park, Torre 6, 6º andar, salas 611 a 620, São Cristóvão, Salvador – BA, CEP 41.500-300.

(d) identificação e administração de conflitos de interesses;

De acordo com a Política de Transações com Partes Relacionadas e o Código de Conduta, que foram devidamente aprovados em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterados em reunião de 1º de abril de 2021, com eficácia condicionada à concessão pela CVM do registro da oferta.

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 de Transações com Partes Relacionadas, 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 de Transações com Partes Relacionadas, 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.

(f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico;

Nas Assembleias Gerais, os acionistas deverão comprovar tal qualidade mediante a apresentação de documento original de identidade, acompanhado de (i) extrato expedido pela instituição escrituradora, no máximo, 15 (quinze) dias antes da data da realização da Assembleia Geral; (ii) no

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

caso de acionista que não seja pessoa física, cópia autenticada dos atos que comprovem a condição de representante legal ou mandatário; (iii) no caso de procurador do acionista, necessariamente advogado, acionista, administrador da Companhia ou instituição financeira, nos termos do parágrafo 1º do Artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações, o instrumento de mandato com reconhecimento da firma do outorgante, outorgado há menos de 1 (um) ano.

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, notariação 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, notariação 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.

As solicitações de inclusão descritas acima deverão ser recebidas pelo Diretor Presidente 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

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

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: Av. Luís Viana, 13223, Hangar Business Park, Torre 6, 6º andar, São Cristóvão, Salvador – BA, CEP 41.500-300 e ri@petroreconcavo.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@petroreconcavo.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, 2020, a Companhia realizou 3 (três) reuniões do Conselho de Administração (12/02 e 05/08 e 21/12).

Nos termos do Estatuto Social vigente na data do presente Formulário de Referência, o Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por bimestre e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Presidente do Conselho de Administração (ou, na ausência deste, pelo Vice-Presidente). Todas as reuniões extraordinárias serão convocadas com aviso prévio de, no mínimo, 5 (cinco) dias úteis. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas sem a observância do prazo acima, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho. As convocações para cada reunião e todos os documentos necessários para apreciação das matérias constantes da ordem do dia (tanto para reuniões ordinárias como extraordinárias) serão enviadas por e-mail aos membros do Conselho de Administração juntamente com a convocação para a respectiva reunião.

Independentemente das formalidades previstas neste Artigo, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os Conselheiros por si ou representados na forma do Parágrafo Segundo do Artigo 15 do Estatuto Social da Companhia. As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros em exercício, sendo considerado como presente aquele que esteja, na ocasião, substituído por seu suplente, ou que haja enviado seu voto por escrito.

Havendo suplentes, estes substituirão os Conselheiros em suas ausências, impedimentos temporários ou vacâncias. Caso ocorra uma vaga no Conselho de Administração, um Conselheiro substituto será escolhido pelos Conselheiros remanescentes, nos termos do Artigo 150 da Lei das Sociedades por Ações, para ocupar a vaga pelo prazo restante para o término do mandato do Conselheiro substituído.

Na ausência ou incapacidade temporária do Presidente, o Vice-Presidente atuará como Presidente nas funções específicas do cargo de Presidente.

As reuniões do Conselho de Administração serão realizadas, preferencialmente, na sede da Companhia, podendo ser indicado outro local para sua realização conforme estabelecido na convocação a ser enviada aos seus membros. Serão admitidas reuniões por meio de teleconferência ou videoconferência, sendo que tal participação será considerada presença pessoal na referida reunião. Nesse caso, os membros do Conselho de Administração que participarem remotamente da reunião poderão expressar seus votos, na data da reunião, por meio de carta ou fac-símile ou correio eletrônico digitalmente certificado, estando o Presidente da reunião, ante o recebimento do voto escrito, autorizado a assinar a ata em nome do conselheiro que participou remotamente da reunião. Será admitida, ainda, a gravação e a degravação das reuniões do Conselho de Administração, desde que expressamente autorizado por todos os participantes.

(b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho;

Considerando que o acordo de acionistas em vigor será rescindido com a liquidação da Oferta da Companhia, deixando de vigorar e produzir efeitos, este item 12.3.(d) não é aplicável.

(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 de Transações com Partes Relacionadas, 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

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

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, de seus Comitês de Assessoramento e da Diretoria" ("Política de Indicação"), que foi devidamente aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterada em reunião de 1º de abril de 2021, cuja eficácia é condicionada à concessão pela CVM de registro da oferta. A Política estará disponível para consulta no website da Companhia: ri.petroreconcavo.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 será composto por 7 (sete) membros efetivos e respectivos suplentes, acionistas ou não, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos.

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 considerado(s) como independente(s) o(s) membro(s) do Conselho de Administração eleito(s) mediante a faculdade prevista no Artigo 141, parágrafo 4º da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador. Excepcionalmente para os conselheiros independentes, não será necessário que o número de suplentes seja idêntico aos dos efetivos, podendo ser eleito(s) neste caso suplente(s) em número inferior ao número de membros efetivos

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:

- (i) alinhamento e comprometimento com os valores e a cultura da Companhia e seu Código de Conduta;
- (ii) reputação ilibada;
- (iii) não ter sido objeto de decisão irrecorrível que o suspendeu ou o inabilitou, por parte da CVM, que o tenha tornado inelegível aos cargos de administrador de companhia aberta;
- (iv) não ter sido impedido por lei especial, ou condenado por crime falimentar, de prevaricação, corrupção ativa ou passiva, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública, a propriedade ou o sistema financeiro nacional, ou a pena criminal que vede acesso a cargos públicos;

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

(v) formação acadêmica compatível com as atribuições dos membros do Conselho de Administração, conforme descritas no Estatuto;

(vi) experiência profissional em temas diversificados;

(vii) salvo dispensa da Assembleia Geral, estar isento de conflito de interesse com a Companhia, também não sendo permitido (i) ocupar cargos em sociedades que possam ser consideradas concorrentes no mercado; (ii) prestar serviços de forma direta ou terceirizada para empresas concorrentes; (iii) ser sócio ou prestador de serviço a um fornecedor da Companhia ou à Companhia, como fornecedor terceirizado (salvo aprovação prévia da Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos);

(viii) não haver horário de atividade paralela que conflite com seu rendimento profissional ou o prejudique;

(ix) comprometimento com os princípios, valores e Código de Conduta; e

(x) disponibilidade de tempo para dedicar-se adequadamente à função e responsabilidade assumida, que vai além da presença nas reuniões do Conselho de Administração e da leitura prévia da documentação.

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 25 (vinte e cinco) dias antes da realização da assembleia geral de acionistas que elegerá o novo Conselho de Administração da Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 481, 17 de dezembro de 2009 ("Instrução CVM 481").

A eleição dos membros do Conselho de Administração dar-se-á pelo sistema de chapas, ressalvada hipótese de eleição dos membros do Conselho de Administração pelo processo de voto múltiplo e a possibilidade de eleição em separado nas hipóteses legais. Somente poderão concorrer as chapas: (i) indicadas pelo Conselho de Administração; ou (ii) que sejam indicadas por qualquer acionista ou conjunto de acionistas.

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					
Marcelo Campos Magalhães	28/02/1964	Pertence apenas à Diretoria	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023	6
292.958.405-00	Administrador de Empresas	10 - Diretor Presidente / Superintendente	23/02/2021	Sim	0.00%
Rafael Procaci da Cunha	16/09/1975	Pertence apenas à Diretoria	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023	9
069.504.527-05	Economista	12 - Diretor de Relações com Investidores	23/02/2021	Sim	0.00%
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores					
Troy Patrick Finney	05/04/1964	Pertence apenas à Diretoria	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023	3
837.003.905-72	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor de Operações	23/02/2021	Sim	0.00%
Carlos Marcio Ferreira	28/05/1959	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	0
016.712.938-43	Contador	29 - Outros Conselheiros Membro Independente do Conselho de Administração	23/02/2021	Não	0.00%
Leendert Lievaert	28/03/1947	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	1
102.069.871-37	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	23/02/2021	Sim	100.00%
Christopher J. Whyte	14/10/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	9
061.492.307-75	Empresário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	23/02/2021	Sim	100.00%

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					
Eduardo de Brito Pereira Azevedo	16/12/1980	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	3
055.208.487-50	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	23/02/2021	Sim	100.00%
Eduardo Cintra Santos Filho	08/12/1984	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	8
800.810.455-49	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	23/02/2021	Sim	100.00%
Rafael Machado Neves	12/09/1987	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	1
124.110.527-82	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	23/02/2021	Sim	0.00%
Juan Fernando Domingues Blanco	15/09/1969	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	9
846.298.785-72	Engenheiro de Petróleo	23 - Conselho de Administração (Suplente)	23/02/2021	Sim	0.00%
Davi Britto Carvalho	16/03/1981	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	6
781.176.075-49	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	23/02/2021	Sim	0.00%
Eduardo Cintra Santos	18/11/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	10
064.858.395-34	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	23/02/2021	Sim	100.00%
Philip Arthur Epstein	23/06/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	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					
716.914.461-14	Empresário	29 - Outros Conselheiros Membro Independente do Conselho de Administração	23/02/2021	Não	0.00%
Camille Loyo Faria	19/07/1973	Pertence apenas ao Conselho de Administração	01/04/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	0
016.748.137-16	Engenheira Química	29 - Outros Conselheiros Membro Independente do Conselho de Administração	05/04/2021	Sim	100.00%
Caio Scantamburlo Costa	06/04/1974	Pertence apenas ao Conselho de Administração	01/04/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	0
776.864.115-91	Administrador de Empresas	29 - Outros Conselheiros Membro Suplente do Conselho de Administração	05/04/2021	Sim	100.00%

Experiência profissional / Critérios de Independência

Marcelo Campos Magalhães - 292.958.405-00

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Federal da Bahia – UFBA, e cursou um MBA em gestão de negócios pela "Darden Graduate School of Business Administration" na Universidade da Virgínia – EUA. Iniciou sua carreira como auditor na Arthur Andersen e posteriormente exerceu atividades empresariais e consultoria na área de estratégia. Em 2000 mudou-se para os Estados Unidos da América, onde trabalhou nas áreas de consultoria estratégica e desenvolvimento e avaliação de projetos e novos negócios na International Business Machines Corporation – IBM, companhia norte-americana cuja principal atividade consiste na produção de soluções de TI, em Cambridge, Massachusetts. Exerce a função de Diretor Presidente da Companhia desde abril de 2008.

O Sr. Marcelo Campos Magalhães declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Marcelo Campos Magalhães declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Rafael Procaci da Cunha - 069.504.527-05

Graduado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, possui ainda um MBA em gestão de negócios pela "Darden Graduate School of Business Administration" na Universidade da Virgínia - EUA. Cursou ainda o curso de pós-graduação "Emerging CFO Program: Strategic Financial Leadership Program" pela Stanford Graduate School of Business, na Universidade de Stanford- EUA. Possui certificação pelo Programa de Certificação de Conselheiros IBGC (CCI) em Governança Corporativa pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Iniciou sua carreira como analista de investimentos em um fundo de private equity administrado pelo Banco Opportunity, onde participou de diversos projetos no setor de infraestrutura, tendo participado ativamente nas negociações com a Petrobras que deram origem ao Contrato de Produção e à Companhia. Exerce a função de Diretor da Companhia desde outubro de 2003.

O Sr. Rafael Procaci da Cunha declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Rafael Procaci da Cunha declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Troy Patrick Finney - 837.003.905-72

Cidadão norte-americano, residente no Brasil, graduado em Engenharia de Petróleo pela University of Wyoming e cursou um MBA pela University of Denver, ambos nos Estados Unidos da América. Iniciou sua carreira na Amoco no Estado do Colorado, EUA, onde desempenhou diversas funções relacionadas à operação e ao gerenciamento de campos e reservatórios de petróleo e gás natural entre 1988 e 1994. Em 1995, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A.), uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde exerceu diversas funções relacionadas ao gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma e antes de assumir a função de Diretor de Operações da Companhia exerceu a função de Vice-Presidente de Engenharia para Operações Internacionais na PetroSantander Inc. Participou ainda de diversas avaliações de campos para aquisições, inclusive dos campos que a Companhia opera hoje. Também exerceu o cargo de Diretor de Operações da Companhia entre 1999 e 2001 e foi membro do Conselho de Administração entre 2002 e 2019.

O Sr. Troy Patrick Finney declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Troy Patrick Finney declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43

Carlos Marcio Ferreira, executivo com mais de 26 anos de experiência em cargos de liderança, com foco nos últimos 17 anos no setor de energia elétrica. Iniciou sua carreira no setor de papel e celulose com a International Paper, alcançando o cargo de CFO após 27 anos de dedicação à empresa. Carlos mais tarde fez a transição no setor de energia, tornando-se COO por dois anos e CEO por cinco anos na Elektro, uma multinacional empresa de distribuição de energia elétrica. Por dois anos foi COO da CPFL, maior empresa privada brasileira de energia elétrica responsável por todos os serviços de distribuição, geração, comercialização e valor agregado. Em 2013, Carlos ingressou na Energisa e liderou por dois anos o programa de integração com o Grupo Rede, grande empresa brasileira de distribuição de energia elétrica, adquirida em 2014. Passou a ser COO do Grupo Energisa, quinta maior empresa privada de energia elétrica brasileira, e era responsável por todos os negócios do grupo com 13 distribuidoras, participando ativamente do Re-IPO da empresa em junho de 2016. Em junho de 2017, assumiu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENEVA SA, com dedicação ativa à empresa, orientando a gestão executiva na implementação da estratégia. Em 2019 passou a integrar o Conselho de Administração da Light S.A., empresa do ramo de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O Sr. Carlos Marcio Ferreira é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Carlos Marcio Ferreira declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Carlos Marcio Ferreira declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Leendert Lievaart - 102.069.871-37

Cidadão holandês, graduado em Engenharia de Minas (especialidade em Engenharia de Petróleo) pela Delft Technical University, na Holanda. Experiências anteriores incluem posições como Diretor Executivo da Shell Sakhalin, e Diretor de Desenvolvimento na Petrom Romania E&P. Em 2013, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A., uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde atualmente exerce a função de Vice-Presidente Executivo supervisionando o gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma. É membro do Conselho de Administração desde 2019.

O Sr. Leendert Lievaart declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Leendert Lievaart declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Christopher J. Whyte - 061.492.307-75

O Sr. Whyte é presidente, CEO e diretor da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil, desde 1995. O Sr. Whyte foi diretor da Approach Resources Inc., uma empresa pública de petróleo e gás dos EUA, Winstar Resources Ltd. e Compass Petroleum Ltd., empresas públicas de petróleo e gás canadenses. O Sr. Whyte tem mais de 30 anos de experiência em vários cargos operacionais, executivos e financeiros, incluindo como Diretor Executivo e Diretor Financeiro, nos negócios de E&P e energia. O Sr. Whyte possui um B.A. na Universidade de Pittsburgh.

O Sr. Christopher J. Whyte declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Christopher J. Whyte declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Eduardo de Brito Pereira Azevedo - 055.208.487-50

Eduardo de Brito Pereira Azevedo É sócio responsável pela área de Private Equity do Opportunity, onde ingressou em 2011. É conselheiro de administração das companhias Santos Brasil, PetroRecôncavo, CVC Brasil Operadora e Agência de Viagens S.A., Tauá Brasil e AgroSB, na qual atuou como CEO de 2014 a 2016. Anteriormente, trabalhou na área de Corporate Banking do Banco BBM entre os anos de 2001 a 2009. É graduado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e possui MBA pelo MIT Sloan School of Management. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2016. O Sr. Eduardo de Brito Pereira Azevedo declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Eduardo de Brito Pereira Azevedo declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Eduardo Cintra Santos Filho - 800.810.455-49

Bacharel em Administração pela escola de Administração da UNIFACS na Bahia e Executive MBA pela Fundação do Cabral. É Diretor da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda, empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, onde ingressou nela em 2007, e atua desde então. Entre 2005 e 2007 trabalhou como estagiário e posteriormente administrador na FAVAB, Fábrica de Vaselina da Bahia – Empresa que atua na fabricação e comercialização para todo Brasil de diversos tipos de vaselinas e parafinas.

O Sr. Eduardo Cintra Santos Filho declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Eduardo Cintra Santos Filho declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Rafael Machado Neves - 124.110.527-82

Bacharel em Administração pelo IBMEC-RJ, possui MBA pela COPPEAD/UFRJ. Ingressou no time de Private Equity do Opportunity em 2020, onde atua na análise de novos investimentos e gestão do portfólio de companhias investidas. Antes de juntar-se ao Opportunity foi vice-presidente da Brookfield Financial Services no Brasil, braço do grupo canadense Brookfield em advisory services para investidores institucionais nas áreas de infraestrutura e real estate, e previamente fez parte da equipe do Banco Brasil Plural sendo o Investment Banker responsável pelas operações de M&A e mercado de capitais para o segmento imobiliário. O Sr. Rafael Machado Neves declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito a qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Rafael Machado Neves declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Juan Fernando Domingues Blanco - 846.298.785-72

Cidadão Colombiano Graduado em Engenharia de Petróleo pela Fundação Universidade América em Bogotá – Colômbia. Iniciou sua carreira em 1996 na Empresa Petrosantander Colombia Inc atuando em diferentes disciplinas como o setor de sondas, Engenharia de operações e Engenharia de reservatórios e desempenhando os cargos nos últimos anos de Gerente de Operação e Gerente de Distrito. Em 2005 mudou-se para o Brasil, para desempenhar o Cargo de Gerente de Engenharia na Empresa Petroréconcavo S.A. desenvolvendo projetos para maximizar reservas e otimizar o fator de recuperação de 17 campos maduros da bacia do Recôncavo no estado da Bahia através de projetos de Workovers, Perfuração e recuperação secundária, principalmente. Em 2019 com a aquisição por parte da empresa Petroréconcavo S.A. dos campos do Polo Potiguar no estado do Rio Grande do Norte - Brasil, assumiu a responsabilidade de gerenciar, otimizar e maximizar as reservas de petróleo e gás de adicionais 34 campos da Bacia Potiguar.

O Sr. Juan Fernando Domingues Blanco declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Juan Fernando Domingues Blanco declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Davi Britto Carvalho - 781.176.075-49

Bacharel pela Faculdade de Direito da Universidade Católica do Salvador – UCSAL, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas - FGV São Paulo, advogado inscrito na OAB/BA sob o nº 33-747. Iniciou sua carreira na Katoen Natie do Brasil Ltda., empresa multinacional de logística, onde atuou como advogado de 2004 a 2009. Atuou como advogado da Gerência Jurídica de Negócios da Construtora OAS Ltda, atendendo às Diretorias (i) Petróleo e Gás; (ii) Energia; (iii) Regional Bahia/Sergipe/Alagoas de 2009 a 2001. Ingressou em 2011 como advogado na Companhia 2m 2001. Atualmente, exerce a função de Diretor Jurídico da Companhia e é membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2014.

O Sr. Davi Britto Carvalho declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Davi Britto Carvalho declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Eduardo Cintra Santos - 064.858.395-34

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal da Bahia - UFBA. É Sócio Gerente, Diretor e Responsável Técnico da Perbrás - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, uma das acionistas fundadoras da Companhia que atualmente possui participação acionária superior a 5%. Dentre outras, atuou como membro do conselho de administração da Brasil Telecom S.A., companhia aberta cuja principal atividade consiste na exploração de serviços de telecomunicações, e da Starfish Oil & Gás S.A., empresa de exploração e produção de óleo e gás. Exerce a função de Presidente do Conselho de Administração desde abril de 2008, e como suplente do mesmo órgão desde a constituição da Companhia.

O Sr. Eduardo Cintra Santos declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Eduardo Cintra Santos declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Philip Arthur Epstein - 716.914.461-14

Philip é um experiente executivo de empresa pública e gerente de investimentos que serviu como Presidente e CEO nas indústrias globais de energia e farmacêutica. Advogado formado em fusões e aquisições e valores mobiliários, Philip se concentrou em ajudar a fundar (ou reestruturar), financiar, operar e monetizar empresas privadas e públicas desde a década de 1990.

Desde 2015, Philip atua como Presidente e CEO do ERI Group LLC, empresa focada em projetos dos EUA e internacionais em energia, energias renováveis, infraestrutura, tecnologia, mídia e finanças.

O Sr. Philip Arthur Epstein é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Philip Arthur Epstein declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Philip Arthur Epstein declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Camille Loyo Faria - 016.748.137-16

Nascida em 19 de julho de 1973, a Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Oi. Antes disso atuou como Managing Director responsável pelas áreas de Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom e Indústrias no Bank of America Merrill Lynch, ocupou o cargo de Managing Director responsável por Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom no Bradesco BBI e também no Morgan Stanley. Camille possui também ampla experiência executiva no setor de telecomunicações e infraestrutura, tendo ocupado posições como CEO e IRO da Mulliner, CFO da Terna Participações e Lider de Estratégia na Embratel e no grupo Telecom Italia no Brasil e na América Latina.

Formada em Engenharia Química pela PUC-RJ, Camille possui MBA em Finanças pelo Ibmecc-RJ e mestrado em Engenharia de Produção com ênfase em finanças pela PUC-RJ.

A Sra. Camille Loyo Faria é considerada conselheira independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

A Sra. Camille Loyo Faria declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, a Sra. Camille Loyo Faria declara que não é considerada uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Caio Scantamburlo Costa - 776.864.115-91

O Sr. Caio é atualmente Chief Country Officer do Nomura Securities Brazil e Head of Latam Investment Banking. Executivo com mais de 20 anos de experiência em Investment Banking, com passagem por instituições globais como UBS, Deutsche Bank e ING, tendo executado mais de 70 transações incluindo fusões e aquisições, IPOs e emissão de dívida no mercado local e internacional. Seu histórico inclui inúmeras transações no setor de óleo e gás e infraestrutura no Brasil e exterior. Adicionalmente, o Sr. Caio foi auditor e consultor na Arthur Andersen e teve passagens por empresas familiares. O Sr. Caio é bacharel em Administração de Empresas pela Unifacs e MBA pela Darden Graduate School of Business na Universidade da Virgínia.

O Sr. Caio Scantamburlo Costa é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Caio Scantamburlo Costa declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Caio Scantamburlo Costa declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Marcelo Campos Magalhães - 292.958.405-00
N/A	Rafael Procaci da Cunha - 069.504.527-05
N/A	Troy Patrick Finney - 837.003.905-72
N/A	Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43
N/A	Leendert Lievaert - 102.069.871-37
N/A	

Christopher J. Whyte - 061.492.307-75
N/A
Eduardo de Brito Pereira Azevedo - 055.208.487-50
N/A
Eduardo Cintra Santos Filho - 800.810.455-49
N/A
Rafael Machado Neves - 124.110.527-82
N/A
Juan Fernando Domingues Blanco - 846.298.785-72
N/A
Davi Britto Carvalho - 781.176.075-49
N/A
Eduardo Cintra Santos - 064.858.395-34
N/A
Philip Arthur Epstein - 716.914.461-14
N/A
Camille Loyo Faria - 016.748.137-16
N/A
Caio Scantamburlo Costa - 776.864.115-91
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 Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Carlos Marcio Ferreira	Outros Comitês		Outros	28/05/1959	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023
016.712.938-43	Comitê de Auditoria Estatutário	Contador	Coordenador do Comitê de Auditoria	23/02/2021	0	0.00%
Membro Independente do Conselho de Administração						
Leonardo Guimarães Pinto	Outros Comitês		Outros	05/02/1979	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023
082.887.307-01	Comitê de Auditoria Estatutário	Contador	Membro do Comitê de Auditoria	23/02/2021	0	0.00%
Outros						
Victor Low	Outros Comitês		Outros	22/12/1959	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023
000.000.000-00	Comitê de Auditoria Estatutário	Contador	Membro do Comitê de Auditoria	23/02/2021	0	0.00%

Experiência profissional / Critérios de Independência

Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43

Carlos Marcio Ferreira, executivo com mais de 26 anos de experiência em cargos de liderança, com foco nos últimos 17 anos no setor de energia elétrica. Iniciou sua carreira no setor de papel e celulose com a International Paper, alcançando o cargo de CFO após 27 anos de dedicação à empresa. Carlos mais tarde fez a transição no setor de energia, tornando-se COO por dois anos e CEO por cinco anos na Elektro, uma multinacional empresa de distribuição de energia elétrica. Por dois anos foi COO da CPFL, maior empresa privada brasileira de energia elétrica responsável por todos os serviços de distribuição, geração, comercialização e valor agregado. Em 2013, Carlos ingressou na Energisa e liderou por dois anos o programa de integração com o Grupo Rede, grande empresa brasileira de distribuição de energia elétrica, adquirida em 2014. Passou a ser COO do Grupo Energisa, quinta maior empresa privada de energia elétrica brasileira, e era responsável por todos os negócios do grupo com 13 distribuidoras, participando ativamente do Re-IPO da empresa em junho de 2016. Em junho de 2017, assumiu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENEVA SA, com dedicação ativa à empresa, orientando a gestão executiva na implementação da estratégia. Em 2019 passou a integrar o Conselho de Administração da Light S.A., empresa do ramo de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O Sr. Carlos Marcio Ferreira é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Carlos Marcio Ferreira declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Carlos Marcio Ferreira declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Leonardo Guimarães Pinto - 082.887.307-01

Leonardo Guimarães Pinto é bacharel em Ciências Contábeis pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro em 2001, possui MBA em Finanças Corporativas pelo IBMEC-RJ em 2005. Atua desde 2001 no Opportunity e é sócio administrador na Opportunity Equity Gestora de Recursos Ltda.

O Sr. Leonardo Guimarães Pinto declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Leonardo Guimarães Pinto declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Victor Low - 000.000.000-00

Victor Low é Bacharel em Comércio, University of Columbia, Vancouver, Canadá e Contador profissional credenciado, contador geral certificado (Canadá CPA, CGA). Desde 1995 ocupa o cargo de Chief Financial Officer (CFO) da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil.

O Sr. Victor Low declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Victor Low declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43	
N/A	
Leonardo Guimarães Pinto - 082.887.307-01	
N/A	
Victor Low - 000.000.000-00	
N/A	

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradoras A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor, controlada ou controlador	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Administrador do emissor ou controlada				
Eduardo Cintra Santos Presidente do Conselho de Administração	064.858.395-34	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	Pai ou Mãe (1º grau por consangüinidade)
Pessoa relacionada				
Eduardo Figueira Santos (Espólio) Hoje, o Espólio de Eduardo Figueira Santos detém 3,2148% do capital votante da Companhia.	000.541.275-72	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	
Observação				
Eduardo Cintra Santos, Presidente do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Figueira Santos. Hoje, o Espólio de Eduardo Figueira Santos detém 3,6179% do capital votante da Companhia.				
Administrador do emissor ou controlada				
Eduardo Cintra Santos Presidente do Conselho de Administração	064.858.395-34	Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47	Pai ou Mãe (1º grau por consangüinidade)
Pessoa relacionada				
Eduardo Figueira Santos (Espólio)	000.541.275-72	Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47	
Observação				
Eduardo Cintra Santos, Presidente do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Figueira Santos. Hoje, o Espólio de Eduardo Figueira Santos detém 50,01% do capital votante da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., que, por sua vez, detém 7,4617% do capital votante da Companhia.				
Administrador do emissor ou controlada				
Eduardo Cintra Santos Filho Membro do Conselho de Administração	800.810.455-49	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	Filho ou Filha (1º grau por consangüinidade)
Pessoa relacionada				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	
Observação				
Eduardo Cintra Santos Filho, membro do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 3,6179% do capital votante da Companhia.				

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradoras do Emissor, Controladas E Controladores

Nome	Cargo	CPF	Nome empresarial do emissor, controlada ou controlador	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Administrador do emissor ou controlada					
Eduardo Cintra Santos Filho		800.810.455-49	ECS Administração e Participações Ltda.	14.579.718/0001-99	Filho ou Filha (1º grau por consanguinidade)
Membro do Conselho de Administração					
Pessoa Relacionada					
Eduardo Cintra Santos		064.858.395-34	ECS Administração e Participações Ltda.	14.579.718/0001-99	
Observação					
Eduardo Cintra Santos Filho, Membro do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 99,99% do capital votante da ESC Administração e Participações Ltda., que, por sua vez, detém 49,99% da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., que, por sua vez, detém 7,4617% do capital votante da Companhia.					

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Exercício Social 31/12/2020			
<u>Administrador do Emissor</u> Eduardo Cintra Santos Presidente do Conselho de Administração	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. Diretor	15.126.451/0001-47		
<u>Observação</u>			
Exercício Social 31/12/2019			
<u>Administrador do Emissor</u> Eduardo Cintra Santos Presidente do Conselho de Administração	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. Diretor	15.126.451/0001-47		
<u>Observação</u>			
Exercício Social 31/12/2018			
<u>Administrador do Emissor</u> Eduardo Cintra Santos Presidente do Conselho de Administração	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47		

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
-------------------------------	----------	--	----------------------------

Diretor

Observação

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 Tokio Marine Seguradora S.A., cujo limite máximo de garantia é de R\$50.000.000,00 milhões (cinquenta milhões de reais). O valor do prêmio líquido desta apólice foi de R\$79.696,09 (setenta e nove mil, seiscentos e noventa e seis reais e nove centavo) e o vencimento da apólice acontece em 1º de fevereiro de 2022.

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, sentença arbitral, decisão administrativa ou acordos por escrito por qualquer meio previamente aprovado pela seguradora.

Adicionalmente, o Estatuto Social da PetroRecôncavo prevê a possibilidade de celebração de contratos de indenidade com administradores da Companhia, nos termos do artigo 160 da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de eventual dano ou prejuízo efetivamente sofrido por força do exercício regular de suas funções na Companhia. Em reunião do Conselho de Administração de 1º de abril de 2021, foi aprovada a celebração de compromissos de indenidade com os administradores da PetroRecôncavo, incluindo os membros suplentes do Conselho de Administração.

Nos termos do Contrato de Indenidade, a Companhia ficará imediatamente liberada de suas obrigações com relação a um evento indenizável, caso o beneficiário em questão, a qualquer tempo, total ou parcialmente, por ação ou omissão: (i) tenha atuado fora do exercício de suas atribuições, com má-fé, dolo, mediante fraude ou em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da Companhia, ou com culpa comprovada decorrente de grave negligência, imprudência ou imperícia; (ii) não coopere com a Companhia no atendimento às fiscalizações, investigações, pedidos de informações e em defesas, conforme requerido pela Companhia ou seus advogados constituídos; (iii) não forneça todos os documentos e informações que estiverem em seu poder e que sejam solicitados pela Companhia ou seus advogados constituídos, para a condução da defesa ou preservação de direitos; (iv) desista das defesas apresentadas ou tenha qualquer conduta que possa prejudicar a sua elaboração ou condução, bem como a sustentação das teses cabíveis, incluindo o não comparecimento em audiências; (v) não dê ciência tempestivamente à Companhia e/ou aos seus advogados constituídos de toda e qualquer comunicação recebida de qualquer autoridade, encaminhando prontamente qualquer notificação, intimação, citação, decisão, acórdão, ou qualquer outro documento recebido. Considerando os prazos exíguos de impugnação/recurso/defesa, considerar-se-á inequivocamente tempestivo o envio, pelo beneficiário; (vi) não mantenha zelo e cuidado no recebimento de documentos, citações e intimações de qualquer autoridade, os quais podem ser enviados pelos correios ao domicílio do beneficiário, ou, na hipótese de investigação ou de processo em curso, deixe de manter pessoas autorizadas a receber correspondências em seu nome na hipótese de sua ausência; ou (vii) celebre ou adira a qualquer acordo com autoridades, não autorizado nos termos do Contrato de Indenidade.

Sempre que o Beneficiário tomar ciência de qualquer ato, fato ou omissão que possa gerar um evento indenizável, o beneficiário deverá enviar à Companhia uma descrição detalhada de tal evento, bem como toda e qualquer comunicação recebida de qualquer órgão, autoridade ou tribunal administrativo, judicial ou arbitral com jurisdição sobre a Companhia, nos termos do Capítulo 4 do Contrato de Indenidade.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 – Outras informações relevantes

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:

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada no dia 17 de abril de 2018, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) constatar a subscrição e integralização da totalidade das 175.578 (cento e setenta e cinco mil e quinhentos e setenta e oito) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$8,958469 em face do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia (“Programa para Executivos”), do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia (“Programa para Gestores”) e das deliberações em sede da Reunião do Conselho de Administração realizada em 06/04/2018; (ii) Consignar que todos os demais acionistas presentes manifestaram, expressamente e em caráter irrevogável, a renúncia aos seus respectivos direitos de preferência para a subscrição das novas ações ora emitidas; (iii) aprovar a nova redação o caput e o Parágrafo Primeiro do Artigo 5º do Estatuto Social da Companhia; (iv) aprovar as Demonstrações Financeiras, o Relatório da Administração e a proposta da Administração para Destinação do resultado auferido no exercício findo em 31 de dezembro de 2017; (v) aprovar a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos conforme proposto pela administração da Companhia; e (vi) Fixar a remuneração global dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria para o exercício de 2018.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 25 de março de 2019, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (a) celebração, pela Companhia e/ou por qualquer de suas controladas, do contrato de compra e venda e outros documentos relacionados referente ao Projeto Topázio, bem como das operações, direitos e obrigações previstas nos Contratos, incluindo eventual obtenção de financiamento e outorga de garantias pela Companhia e/ou qualquer de suas controladas no âmbito do Projeto Topázio, conforme detalhado na documentação disponível na sede da Companhia; (b) aumento do capital social da Companhia no valor de até R\$620.000.000,00 (seiscentos e vinte e milhões de reais), de acordo com os critérios de avaliação autorizados pelo artigo 170, parágrafo 1º da Lei nº 6.404/76, e conforme detalhado na Proposta da Administração disponível na sede da Companhia; (c) reforma e consolidação do estatuto social da Companhia para refletir a alteração do capital social indicada no item (b) acima, caso aprovada pelos acionistas da Companhia; (d) autorização aos Diretores da Companhia para que pratiquem todos os atos necessários à implementação e formalização das deliberações propostas, caso aprovadas pelos acionistas da Companhia, incluindo a orientação de voto do representante da Companhia em Assembleia Geral de qualquer controlada da Companhia no sentido de: (i) aprovar as matérias indicadas no item (a) acima no âmbito da controlada; e (ii) aprovar o aumento de capital da controlada mediante a subscrição e integralização de novas ações pela Companhia.

Assembleia Geral Ordinária, realizada no dia 1º de agosto de 2019, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Tomar as contas dos administradores e examinar, discutir e votar as Demonstrações Financeiras, o Relatório da Administração e o Parecer dos Auditores Independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018; (ii) Deliberar sobre a destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2018; (iii) Eleger os membros do Conselho de Administração da Companhia; e (iv) Definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria para o exercício de 2019.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 22 de novembro de 2019, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: Examinar, discutir e votar a respeito da cisão parcial da Companhia (“Cisão Parcial”) com versão da parcela cindida da Companhia para a Potiguar E&P, sociedade anônima com sede na Rua Artur Paula, Nº 2, Nova Betânia, Mossoró – RN, CEP 59612-120, inscrita no CNPJ/ME sob nº 30.759.670/0001-57, com seus atos constitutivos arquivados na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte sob NIRE 24300012977 e, para tanto, deliberar sobre (i) a ratificação e aprovação da contratação da empresa especializada responsável pela elaboração do laudo de avaliação da parcela cindida da Companhia; (ii) a aprovação do laudo de avaliação do acervo líquido objeto da Cisão Parcial, elaborado pela empresa especializada; (iii) aprovação dos termos e condições do Protocolo e Justificação da Cisão Parcial da Companhia; (iv) aprovação da Cisão Parcial da Companhia, nos termos do Protocolo e Justificação da Cisão Parcial

12.12 - Outras informações relevantes

da Companhia; (v) aprovação da redução do capital social da Companhia em decorrência da Cisão Parcial; (vi) aprovação da nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia, em decorrência da redução do capital social da Companhia; e (vii) autorização aos administradores para realizarem todos os atos necessários à efetivação da Cisão Parcial.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 03 de fevereiro de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) aprovação da homologação parcial do aumento de capital da Companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 25 de março de 2019; (ii) aprovação da subscrição e integralização de novas ações preferenciais, sem direito a voto, a serem emitidas em razão do aumento de capital em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia ("Programa para Executivos") e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia ("Programa para Gestores"); e (iii) aprovação da nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada no dia 30 de junho de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Em Assembleia Geral Ordinária: (a) Tomar as contas dos administradores e examinar, discutir e votar as Demonstrações Financeiras, o Relatório da Administração e o Parecer dos Auditores Independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (b) Deliberar sobre a destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (ii) Em Assembleia Geral Extraordinária: (a) Definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria para o exercício de 2020; (b) Deliberar sobre o aumento de capital da Companhia em R\$ 1.014.338,82 (um milhão, quatorze mil, trezentos e trinta e oito reais e oitenta e dois centavos), mediante a emissão de novas ações preferenciais, sem direito a voto, em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia; (c) Aprovar a nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia; e (d) Tomar ciência da renúncia e eleição de membro suplente do Conselho de Administração.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 30 de junho de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Em Assembleia Geral Ordinária: (a) Tomar as contas dos administradores e examinar, discutir e votar as Demonstrações Financeiras, o Relatório da Administração e o Parecer dos Auditores Independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (b) Deliberar sobre a destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (ii) Em Assembleia Geral Extraordinária: (a) Definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria para o exercício de 2020; (b) Deliberar sobre o aumento de capital da Companhia em R\$ 1.014.338,82 (um milhão, quatorze mil, trezentos e trinta e oito reais e oitenta e dois centavos), mediante a emissão de novas ações preferenciais, sem direito a voto, em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia; (c) Aprovar a nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia; e (d) Tomar ciência da renúncia e eleição de membro suplente do Conselho de Administração.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 27 de agosto de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Tomar conhecimento da aquisição e do cancelamento de ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da própria Companhia e modificar o Estatuto Social da Companhia para refletir alteração no artigo 5º em decorrência do cancelamento de ações; (ii) Deliberar sobre o aumento de capital da Companhia em R\$ 1.967.635,20 (um milhão, novecentos e sessenta e sete mil, seiscentos e trinta e cinco reais e vinte centavos), mediante a emissão de novas ações preferenciais, nominativas, sem valor nominal e sem direito a voto, em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia; e (iii) Aprovar a alteração do Estatuto Social da Companhia para refletir a nova redação do artigo 5º em razão do aumento do capital social, caso aprovado.

Assembleia Especial de Preferencialistas, realizada no dia 23 de fevereiro de 2021, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações sobre a conversão das ações preferenciais de emissão da Companhia em ações ordinárias, na proporção de 1 (uma) ação ordinária para cada 1 (uma) ação preferencial de emissão da Companhia, a qual deverá ser objeto de deliberação da Assembleia Geral Extraordinária a ser realizada nesta data.

12.12 - Outras informações relevantes

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 23 de fevereiro de 2021, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) alteração do objeto social (ii) conversão da totalidade das ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia em ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, conforme aprovação prévia dos acionistas titulares de ações preferenciais, reunidos em assembleia especial realizada em 23 de novembro de 2020, nos termos do §1º do artigo 136 da Lei 6.404/76; (iii) aumento do limite de capital autorizado; (iv) reforma e consolidação do Estatuto Social da Companhia; (v) eleição de membros do Conselho de Administração; (vi) fixação da remuneração global anual dos administradores para o exercício social iniciado em 1º de janeiro de 2021; (vii) abertura de capital da Companhia e submissão, pela Companhia, do pedido de registro de companhia aberta, como emissor categoria "A", perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 480/2009, conforme alterada e em vigor; (viii) submissão do pedido de registro de emissor da Companhia na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") e a adesão da Companhia ao segmento de listagem especial da B3 designado Novo Mercado ("Novo Mercado"), com a consequente celebração, com a B3, do Contrato de Participação do Novo Mercado; (vii) realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia no Brasil, com a consequente submissão do pedido de registro na CVM em conformidade com a Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada e em vigor ("Instrução CVM 400"), e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior; (ix) retificação da remuneração global dos Administradores da Companhia paga em 2020; (x) reapresentação das Demonstrações Financeiras e Relatórios da Administração referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2019; e (xi) autorização aos membros da administração da Companhia para tomarem todas as providências e praticarem todos os atos necessários para a implementação das deliberações acima e a ratificação dos atos já realizados.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 1º de abril de 2021, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) deliberar a respeito da eleição de membros efetivo e suplente do Conselho de Administração; (ii) aprovar a alteração do parágrafo único do artigo 1º do Estatuto Social; (iii) deliberar a respeito do desdobramento das ações de emissão da Companhia na razão de 1:2; (iv) deliberar a respeito da consolidação do Programa de Incentivo para Executivos e do Programa de Incentivo para Gestores em novo programa, denominado "Programa de Incentivo Consolidado"; (v) deliberar a respeito do limite máximo global de ações objeto do Programa de Incentivo Consolidado; (vi) deliberar a respeito da retificação do montante da remuneração global anual dos administradores para o exercício social iniciado em 1º de janeiro de 2021; (vii) aprovar a alteração do artigo 8 (h) do Estatuto Social; (viii) aprovar a alteração do *caput* do artigo 13 do Estatuto Social; (ix) aprovar a alteração da redação do artigo 17 (h) do Estatuto Social; (x) aprovar a alteração do artigo 17 (cc) do Estatuto Social; (xi) aprovar a inclusão do item (gg) ao artigo 17 do Estatuto Social, para acrescentar atribuições às competências do Conselho de Administração; (xii) deliberar a respeito da alteração do número mínimo de Diretores; (xiii) deliberar a respeito das atribuições dos Diretores sem designação específica; (xiv) deliberar a respeito do número máximo de membros e do prazo de mandato do Comitê de Auditoria Estatutário; (xv) deliberar a respeito do limite máximo da Reserva para Investimento e Expansão; (xvi) aprovar a alteração da redação do *caput* do artigo 38 do Estatuto Social; (xvii) consolidar o Estatuto Social; e (xviii) autorizar a administração a praticar atos e celebrar documentos convenientes ou necessários à implementação das deliberações tomadas nesta Assembleia Geral.

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

13.1 – 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;**

O principal objetivo da estrutura de remuneração da Companhia é estabelecer um sistema de remuneração da Administração que auxilie no desenvolvimento de uma cultura de alta performance, mantendo no longo prazo pessoas importantes para o crescimento da Companhia, garantindo a contratação e a retenção das melhores pessoas, assegurando o alinhamento dos interesses dos administradores com os dos acionistas e demais *stakeholders* e estimulando o pessoal-chave da Companhia ao cumprimento de suas metas corporativas.

No caso dos diretores estatutários, a existência da prática de remuneração variável permite o compartilhamento do risco e do resultado da Companhia com seus principais executivos, característica de uma política voltada para o alcance de resultados duradouros e a perpetuidade da Companhia.

Para os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, não há práticas de remuneração variável, focando-se apenas os componentes fixos, em linha com as práticas usuais do mercado.

O valor global da remuneração dos administradores é fixado anualmente pela Assembleia Geral de acionistas, sendo competência do Conselho de Administração alocar o valor de tal remuneração entre os diferentes órgãos e/ou membros que o compõem e dispor sobre a sua distribuição em distintos componentes, incluindo a remuneração individual de cada membro da Diretoria e do próprio Conselho de Administração. A Assembleia Geral também deverá fixar o valor global da remuneração do Conselho Fiscal, obedecidas as diretrizes legais aplicáveis.

Com relação ao Conselho Fiscal, ele não esteve instalado nos últimos três exercícios sociais, mas caso venha a ser instalado, sua remuneração observará o disposto na lei e será objeto de deliberação pela assembleia geral que instale o órgão.

A Política de Remuneração de Administradores, aprovada pelo Conselho de Administração em reunião de 1º de abril de 2021, está disponível nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br

- (b) **composição da remuneração, indicando:**

- i. **descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles;**

Conselho de Administração

Os membros do Conselho de Administração fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), que será determinada de acordo com o padrão de mercado, a qual tem por objetivo reconhecer e refletir o valor do cargo internamente e externamente, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho de Administração da Companhia. O valor anual global da remuneração dos administradores, compreendendo os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, é fixado na Assembleia Geral Ordinária e distribuído pelo Conselho de Administração.

Não haverá remuneração baseada em participação em reuniões, e a remuneração variável dos conselheiros não será atrelada a resultados de curto prazo.

Os membros do Conselho de Administração que participarem de Comitês poderão fazer jus ao recebimento de remuneração adicional pela função exercida, conforme deliberação do Conselho de Administração.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Diretoria Estatutária e Não Estatutária

A remuneração da Diretoria é uma ferramenta efetiva de atração, motivação e retenção dos Diretores, sendo estruturada de forma justa e compatível com as funções e os riscos inerentes ao cargo, de modo a proporcionar o alinhamento de seus interesses com os interesses de longo prazo da Companhia. Os membros da Diretoria fazem jus a remuneração fixa e variável.

Remuneração Fixa

Pró-labore ou Salário. Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), a qual é definida de acordo com a responsabilidade de cada cargo e em linha com as melhores práticas do mercado.

Benefícios. A remuneração acima destacada poderá, conforme o caso, ser complementada por benefícios diretos ou indiretos, quais sejam: assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, previdência privada, vale refeição e vale alimentação.

A remuneração fixa tem como objetivo remunerar a atuação de cada diretor de acordo com o seu escopo de atuação e senioridade.

Os Diretores Estatutários não recebem remuneração por participação em comitês.

Remuneração Variável

(i) Participação nos resultados – PLR

A remuneração variável de curto prazo das Diretorias Estatutária e Não Estatutária é composta por montante anual baseado no atingimento de metas e objetivos estratégicos da Companhia. Tem como objetivo remunerar os resultados atingidos pelos Diretores Estatutários e Não Estatutários (em conjunto, "Diretores") de acordo com seu desempenho e retorno para a Companhia.

A remuneração variável de curto prazo consiste no pagamento de bônus e/ou no pagamento de participação nos resultados – PLR. Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária não fazem jus à remuneração por participações em reuniões e comissões.

(j) Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações

Os Diretores e determinados empregados da Companhia e de suas sociedades controladas diretas são elegíveis a programa de remuneração baseados em Ações, subdivididos entre um Programa de Incentivo para Executivos (aplicável aos Diretores Estatutários) e um Programa de Incentivo para Gestores (aplicável a determinados empregados da Companhia), os quais foram aprovados, respectivamente, na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 03 Junho de 2016 e na Reunião do Conselho de Administração realizada em 20 de Junho de 2017. O objetivo do Plano de Incentivo é conceder a eles a oportunidade de se tornarem acionistas da Companhia e, com isso, (i) assegurar a competitividade dos níveis de remuneração total praticados pela Companhia; (ii) garantir um maior alinhamento dos interesses dos beneficiários com os interesses dos acionistas; (iii) maximizar os níveis de comprometimento com a geração de resultados sustentáveis; bem como (iv) possibilitar à Companhia atrair e manter vinculados a ela, Diretores e empregados.

Para mais informações sobre o Plano de Incentivo, vide item 13.4 deste Formulário de Referência.

Benefícios pós-emprego

A Companhia realiza contribuições a um plano de previdência privada VGBL ou PGBL, de mercado, a ser indicado pelos Diretores Estatutários, por meio de depósitos no montante de 8% do pró-labore percebido pelos mesmos. Após a contribuição, a Companhia não tem controle sobre os saldos depositados, não havendo nenhuma restrição para que os Diretores Estatutários resgatem os recursos.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Conselho Fiscal

A Companhia nunca teve Conselho Fiscal instalado. Caso o Conselho Fiscal venha a ser instalado, sua remuneração deverá ser inteiramente composta por elemento fixo, correspondente a honorários mensais. Na fixação desses honorários, deverão ser obedecidas as diretrizes da lei, que determina que a remuneração dos membros do Conselho Fiscal não pode ser inferior a 10% da remuneração média dos diretores, sem computar benefícios, verbas de representação e participação nos lucros.

Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração

Companhia possui um Comitê de Auditoria estatutário. A remuneração dos membros dos Comitês será definida pelo Conselho de Administração na reunião que os eleger.

Os membros do Conselho de Administração que participarem de Comitês poderão fazer jus ao recebimento de remuneração adicional pela função exercida, conforme deliberação do Conselho de Administração.

ii. em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento na remuneração total;

A proporção de cada elemento na remuneração total nos últimos três exercícios sociais foi a seguinte:

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2020			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Salário ou pró-labore	100%	32%	50%
Benefícios direto ou indireto	0%	1%	0%
Participação em Comitês/reuniões	0%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	14%	12%
Participação de resultados	0%	18%	20%
Remuneração baseada em ações	0%	35%	18%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	100,00%

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2019			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Salário ou pró-labore	100%	60%	0%
Benefícios direto ou indireto	0%	4%	0%
Participação em Comitês/reuniões	0%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	0%	0%
Participação de resultados	0%	36%	0%
Remuneração baseada em ações	0%	0%	0%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	0%

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2018			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Salário ou pró-labore	100%	41%	0%
Benefícios direto ou indireto	0%	4%	0%
Participação em Comitês/reuniões	0%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	0%	0%
Participação de resultados	0%	28%	0%
Remuneração baseada em ações	0%	27%	0%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	0%

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração;

Em regra, a remuneração tem seus valores fixos reajustados em linha com o padrão de mercado, de acordo com a Política de Remuneração de Administradores vigente e de forma que se mantenha adequada às práticas de mercado para os profissionais com experiência semelhante, em empresas do mesmo porte e/ou setor que a Companhia.

Conselho de Administração

A remuneração dos membros do Conselho de Administração é exclusivamente composta por elemento fixo, como forma de compensação dos conselheiros pelo seu papel contínuo de supervisão.

Diretoria Estatutária e não Estatutária:

O cálculo da remuneração acima explicada é definido utilizando-se como referência as práticas do mercado levando-se em consideração práticas de empresas do mesmo setor, assim como empresas de porte e características similares à Companhia e referências internas, que são reavaliadas periodicamente. No caso dos Diretores, o cálculo da remuneração também se baseia na meritocracia, sempre se observando a competitividade externa.

A metodologia de reajuste específico para cada um dos componentes da remuneração da Diretoria Estatutária, Não Estatutária e demais colaboradores leva em conta pesquisas de mercado e benchmarking com empresas do setor assim como empresas de porte e características similares à Companhia. As pesquisas de mercado são encomendadas a empresas especializadas, sendo o referido trabalho supervisionado pela área de Recursos Humanos da Companhia.

(i) o pro-labore/ salário mensal é fixado pelo Conselho de Administração levando-se em conta comparações com as práticas do mercado, as quais são reavaliadas de tempos em tempos através da contratação de pesquisas de mercado, sendo reajustado periodicamente conforme a variação de índices de inflação e/ou condições de mercado. O último estudo de mercado realizado para fins de determinação da política de remuneração da Companhia utilizou uma amostra de 98 empresas do setor de petróleo, química e mineração, mais empresas com faturamento entre US\$ 30 milhões e US\$ 120 milhões; (ii) os benefícios diretos e indiretos expressam valores pré-determinados pelo seu preço de mercado, sendo custeados pela Companhia; (iii) os benefícios pós-emprego correspondem a uma contribuição da empresa no valor de 8% do salário mensal dos Diretores Estatutários em fundos de previdência privada do tipo VGBL; e (iv) o bônus é calculado conforme os parâmetros descritos nos subitens "c" e "d" abaixo, nos limites previamente fixados a cada ano pelo Conselho de Administração, com base em valores-alvo de bonificação estabelecidos para cada Diretor, conforme o atendimento das metas aprovadas por aquele órgão, que também é responsável pela aprovação final do valor a ser pago a cada Diretor.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Comitês

A remuneração dos Comitês tem seus valores fixos reajustados em linha com o padrão de mercado, de acordo com a Política de Remuneração de Administradores vigente e de forma que se mantenha adequada às práticas de mercado para os profissionais com experiência semelhante.

Conselho Fiscal

A remuneração do Conselho Fiscal é fixada pela Assembleia Geral de acionistas, obedecidas as diretrizes da lei, que determina que a remuneração dos membros do Conselho Fiscal não pode ser inferior a 10% da remuneração média dos diretores, sem computar benefícios, verbas de representação e participação nos lucros.

iv. razões que justificam a composição da remuneração; e

Os membros do Conselho de Administração deverão ser compensados tendo em vista a sua função de supervisão geral dos negócios e atividades da Companhia, resultando, portanto, na necessidade de um pagamento fixo para que seja mantida, de forma constante, a serenidade na avaliação dos rumos e decisões estratégicas da Companhia.

No que se refere à Diretoria Estatutária, a Companhia entende que os principais executivos encarregados de implementar as estratégias e negócios da Companhia precisam, por um lado, sentir-se constantemente estimulados e motivados, donde surge a necessidade um componente fixo atrativo, bem como a prática de oferecimento de benefícios comumente observados no mercado. Por outro lado, é também preciso oferecer estímulos para que as metas de negócio da Companhia sejam atingidas, justificando assim a prática de pagar remuneração variável e pagamento baseado em ações como parte significativa da compensação dos Diretores.

Os membros dos Comitês podem ser compensados tendo em vista a sua função de assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia, resultando, portanto, na necessidade de um pagamento fixo para que seja mantida, de forma constante, a serenidade na avaliação estratégica de aspectos específicos da condução dos negócios da Companhia.

Os membros do Conselho Fiscal devem unicamente ser compensados pelo ofício prestado à Companhia durante o seu mandato, de forma constante, por isso justificando um pagamento integralmente fixo.

v. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato.

Não há membros do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal ou de comitês estatutários não remunerados.

(c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração;

A remuneração do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal não está baseada em qualquer indicador de desempenho.

Para avaliação do desempenho da Diretoria, o Conselho de Administração faz uma avaliação anual do atendimento a metas estabelecidas de forma global para a Companhia e individualmente para cada Diretor. Esses indicadores poderão ser objetivos (quantitativos) ou subjetivos (qualitativos), sendo previamente estabelecidos pelo Conselho de Administração a cada ano. Atualmente, os indicadores objetivos utilizados são a produção realizada versus a produção potencial, custo por barril produzido realizado versus o custo orçado, indicador de eficiência de capital que calcula o custo de capital por barril de reservas adicionadas versus o custo orçado, o EBITDA realizado versus aquele orçado, uma cesta de indicadores de *compliance* regulatórios e uma cesta de indicadores de SSMS, tais como taxa de acidentes com e sem afastamento, índice de vazamentos, cumprimento de metas pré-estabelecidas de inspeções gerenciais de segurança; e os indicadores subjetivos se referem ao atingimento de objetivos estratégicos definidos a cada

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

ano pelo Conselho de Administração, tais como desenvolvimento de novos negócios, renovações de concessões, obtenção de benefícios fiscais, etc, bem como uma avaliação da eficácia operacional percebida pelos membros do Conselho de Administração.

(d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho;

O Conselho de Administração é responsável por aprovar, a cada ano, as metas e objetivos corporativos que balizarão o cálculo da remuneração variável a ser paga à Diretoria Estatutária, bem como os critérios para apuração do bônus para o exercício, com base nessas metas, fixando as metas quantitativas, os limites mínimos e máximos, os valores alvo para cada Diretor, bem como os valores a serem pagos conforme a variação de cada uma das metas. São estabelecidas metas globais para a Companhia, e para as diferentes metas são atribuídos pelo Conselho de Administração pesos diferenciados para cada meta a cada membro da Diretoria, de acordo com suas responsabilidades e funções desempenhadas. Após o encerramento do exercício social, o Conselho avaliará os resultados obtidos e o percentual de atendimento a cada uma das metas estabelecidas. O volume total de recursos a ser distribuído a cada Diretor será calculado pela aplicação proporcional do percentual total de atendimento às metas, de forma ponderada ao peso relativo de cada meta de forma proporcional ao atendimento das metas globais e individuais.

Além disso, o bônus individual de cada Diretor poderá sofrer uma variação percentual positiva ou negativa sobre o valor-base previamente estabelecido pelo Conselho de Administração, conforme o atendimento às metas subjetivas individuais de cada Diretor. A remuneração é fixada a partir de estudos de mercado para definição de valores e leva em consideração as responsabilidades, o tempo dedicado às funções, a competência e reputação profissional. A remuneração variável é fixada considerando o atingimento de metas corporativas da Companhia, as metas individuais do executivo.

(e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;

A remuneração fixa e variável visa estimular, em conjunto com a remuneração baseada em ações, a melhor gestão, atratividade e retenção dos membros da administração, buscando ganhos pelo comprometimento com os resultados de curto e médio prazo.

Além disso, os planos de remuneração baseados em ações conferem aos seus beneficiários a possibilidade de se tornarem acionistas da Companhia, estimulando-os a trabalhar na otimização de todos os aspectos que possam valorizar a Companhia de modo sustentável no longo prazo. Ao permitirem que os executivos e os empregados-chave da Companhia se tornem seus acionistas, os planos de remuneração baseados em ações descritos no item 13.4 deste Formulário de Referência possibilitam, no longo e médio prazos: (i) a criação de maior incentivo para o cumprimento das metas estabelecidas; (ii) o incentivo à retenção de talentos (iii) o aumento do comprometimento dos colaboradores beneficiados aos resultados da Companhia, estimulando a expansão dos negócios; e (iv) a promoção do bom desempenho da Companhia e a defesa dos interesses dos acionistas por meio de um comprometimento de longo prazo por parte dos colaboradores da Companhia.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

(f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos;

Os Diretores Estatutários recebem mensalmente da subsidiária Recôncavo E&P S.A. o valor equivalente a um salário-mínimo.

Durante os anos de 2018 a 2020, o Diretor de Operações, Troy Patrick Finney, recebeu o valor equivalente a, aproximadamente, US\$ 2.000 mensais, através da PetroSantander Management Inc., empresa do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxembourg. Os supracitados valores eram pagos, posteriormente, pela Companhia para a PetroSantander Management Inc.

(g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor;

A Companhia pretende pagar, em 2021, uma remuneração especial de incentivo aos seus Diretores, atrelada ao sucesso da oferta pública inicial de ações da Companhia, nos termos do Programa de Incentivo Consolidado, aprovado pela Assembleia Geral da Companhia em 1º de abril de 2021, como forma de alinhamento de incentivos para a realização bem-sucedida da abertura de capital da Companhia e compensando os esforços dos Diretores da Companhia para sua realização. O valor global a ser pago à Diretoria como um todo estará limitado ao teto de 1,5% dos recursos líquidos da oferta pública primária e secundária de ações de emissão da Companhia, sendo variável de acordo com o preço pelo qual as ações de emissão da Companhia sejam ofertadas à venda por ocasião da referida oferta pública.

(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;

A Assembleia de Acionistas valida anualmente o limite global da remuneração para os administradores. O Conselho de Administração da Companhia define a estratégia de remuneração dos Administradores da Companhia mediante avaliação do desempenho e das melhores práticas de remuneração do mercado.

O Conselho de Administração é assessorado pela área de Recursos Humanos no desenho e exame da política de remuneração, incluindo política salarial e de benefícios, remuneração variável e incentivos de longo prazo para os Diretores Estatutários, membros do Conselho e colaboradores da Companhia. Até a data não existe Comitê de Remuneração.

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; e

Com relação à metodologia utilizada para fixação da remuneração individual dos Administradores, a Companhia utiliza estudos periódicos de consultorias especializadas para verificação das práticas de empresas do mesmo setor, assim como empresas de porte e características similares à Companhia.

iii. com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor.

O Conselho avalia a adequação da política de remuneração quando o considera adequado. Normalmente acontece uma vez por ano.

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 de 2021				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,5	3	0,0	9,5
Nº de membros remunerados	6,5	3	0,0	9,5
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	0,0	0,0	0,0
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	4.043.400	0,0	4.043.400
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	0,0	3.369.500	0,0	3.369.500

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

Remuneração variável – Exercício social findo em 31/12/2020				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,0	3,0	0,0	7,0
Nº de membros remunerados	2,0	3,0	0,0	5,0
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	1.510.179,00	0,00	1.510.179,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,00	1.510.179,00	0,00	1.510.179,00
Valor efetivamente reconhecido no resultado	0,00	1.510.179,00	0,00	1.510.179,00
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	3.655.200,00	0,00	3.655.200
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	0,00	3.046.000,00	0,00	3.046.000
Valor efetivamente reconhecido no resultado	0,00	1.893.742,00	0,00	1.893.742,00

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

Remuneração variável – Exercício Social findo em 31/12/2019				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,0	3,0	0	7,0
Nº de membros remunerados	2,0	3,0	0	5,0
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	0,0	0,0	0,0	0,0
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	3.655.200	0,0	3.655.200
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	3.046.000	0,0	3.046.000
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	0,0	1.980.000	0,0	1.980.000

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

Remuneração variável – Exercício findo em 31/12/2018				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,0	2,0	0,0	6,0
Nº de membros remunerados	2,0	2,0	0,0	4,0
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	0,0	0,0	0,0	0,0
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	2.293.200	0,0	2.293.200
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	1.911.000	0,0	1.911.000
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	0,0	1.254.000	0,0	1.254.000

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) Termos e condições gerais;

Programa de Incentivo Consolidado: os acionistas da Companhia aprovaram, em sede de Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de junho de 2016, o Programa de Incentivo para Executivos e, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de junho 2017, o Programa de Incentivo para Gestores, os quais foram consolidados no Programa de Incentivo Consolidado, aprovado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 1º de abril de 2021 (“Programa”), que disciplina a concessão de incentivos de médio e longo prazo para os diretores estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas (“Participantes”), a partir de atingimento de determinadas metas corporativas.

A elegibilidade de determinado Participante não lhe assegura a participação no Programa, sendo certo que esta somente se tornará efetiva (i) a cada ano, após formalização de convite escrito enviado pelo Conselho de Administração da Companhia, o qual conterá as metas individuais e corporativas que lhe forem definidas, o período de sua apuração, bem como respectivos valores a que o Participante terá direito de receber na hipótese de atingimento das metas, ou (ii) conforme venha a ser decidido pelo Conselho de Administração, na hipótese de incentivos relacionados ao atingimento de metas de curto prazo.

Nos termos do Programa, tendo como propósito o alinhamento de expectativas entre seus Participantes e a Companhia e visando a incentivar o engajamento daqueles em prol da obtenção de resultados positivos para a Companhia no médio e longo prazos, a PetroRecôncavo poderá recompensar os Participantes, mediante o atingimento das metas que lhes forem definidas, com os seguintes benefícios: (i) pagamento de bônus anual em dinheiro, (ii) entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia, (iii) opção para subscrição adicional de ações ordinárias de emissão da Companhia, (iv) outorga de ações diferidas; e/ou (v) *matching* de ações ordinárias de emissão da Companhia.

Em relação aos benefícios aplicáveis a este item 13.4:

Entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia: Na hipótese de atingimento total ou proporcional das metas anuais, o Participante fará jus a receber certa quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia (“Ações”), em lote a ser determinado (“Lote Outorgado”). A primeira determinação acerca do direito de recebimento de um Lote Outorgado somente ocorrerá após a apuração acumulada das metas anuais definidas para cada exercício social.

Opção de Subscrição Adicional: Caso a apuração das metas anuais definidas para determinado exercício habilite o Participante a receber um Lote Outorgado, o Participante passará a ter uma opção de subscrever, adicionalmente (“Opção de Subscrição Adicional”), um lote de Ações equivalente a até 50% das Ações objeto do Lote Outorgado recebido no respectivo ano (“Lote Subscrito”).

Matching de Ações: O Conselho de Administração poderá, a seu exclusivo critério, outorgar a determinados Participantes o direito de, mediante o exercício da Opção de Subscrição Adicional pelos referidos Participantes do *matching* e a efetiva subscrição e integralização da totalidade das Ações objeto do respectivo Lote Subscrito, receber um lote adicional de Ações em quantidade idêntica à quantidade de Ações objeto do Lote Subscrito pelo Participante do *matching* em decorrência do exercício Opção de Subscrição Adicional.

Outorga de Ações Diferidas: A Companhia poderá, a exclusivo critério do Conselho de Administração, outorgar aos Participantes ou a determinado grupo deles o direito de receber Ações de emissão da Companhia a título não oneroso (“Ações Diferidas”), admitida a outorga de Ações Diferidas sob condição suspensiva.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

Plano de Opção de Compra de Ações: os acionistas da Companhia aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10 de junho de 2011, o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, que estabelece as condições gerais para a outorga de opções de compra de ações aos administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia, nomeados pelo Conselho de Administração ou pelo Comitê, sendo certo que cada opção de compra concede ao beneficiário o direito de adquirir uma ação de emissão da Companhia. O referido Plano de Opção de Compra de Ações foi alterado, uma única vez, por aprovação unânime dos acionistas da PetroRecôncavo em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 10 de outubro de 2013 (“**Plano**”).

Em virtude do desdobramento de ações de emissão da companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de abril de 2021 (vide item 12.12 deste Formulário de Referência), foi consignado na referida Assembleia Geral Extraordinária que os números de ações referentes às opções de compra de ações de emissão da Companhia já outorgadas ao amparo do Plano e ainda não exercidas até 1º de abril de 2021 serão ajustados proporcionalmente, de modo a refletir o desdobramento das ações de emissão da Companhia. Em outras palavras, cada opção de compra objeto do Plano passará a conceder ao beneficiário o direito de adquirir o número ajustado de 2 (duas) ações de emissão da Companhia.

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, até o momento, 3 (três) Programas de Opção de Compra de Ações, no âmbito do Plano, nos seguintes termos e condições:

	1º Programa	2º Programa	3º Programa
Data de Aprovação	10/10/2013	25/07/2014	13/05/2016
Classe das Ações	Ordinária.	Ordinária.	Ordinária
Beneficiários	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.
Quantidade de Opções	332.243 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).	332.243 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).	269.500 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).
Período de Carência	Lote A – exercíveis a partir de 10/10/2014; Lote B – exercíveis a partir de 10/10/2015; e Lote C – exercíveis a partir de 10/10/2016.	Lote A – exercíveis a partir de 25/07/2015; Lote B – exercíveis a partir de 25/07/2016; e Lote C – exercíveis a partir de 25/07/2017.	Lote A – exercíveis a partir de 13/05/2017; Lote B – exercíveis a partir de 13/05/2018; e Lote C – exercíveis a partir de 13/05/2019.
Preço de Exercício	R\$20,73 cada opção.	R\$21,41 cada opção.	R\$14,81 cada opção.

(b) Principais objetivos do plano;

Programa: tem como propósito o alinhamento de expectativas entre seus Participantes e a Companhia e visa a incentivar o engajamento daqueles em prol da obtenção de resultados positivos para a Companhia nos médio e longo prazos. A PetroRecôncavo, ainda, busca recompensar seus Participantes pelo atingimento de metas.

Plano: visa a, por meio da outorga de opções para a aquisição de ações de emissão da Companhia, atrair e reter colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas diretas e indiretas, assim como incentivar a maior integração de tais colaboradores, dando-lhes a oportunidade de se tornarem acionistas da Companhia, ou ainda de aumentarem sua participação societária, obtendo um maior alinhamento de interesses e compartilhando, deste modo, o sucesso ao atingir os seus objetivos sociais.

(c) Forma como o plano contribui para esses objetivos;

Ao possibilitarem que os Participantes da Companhia se tornem seus acionistas, o Programa e o Plano objetivam: (i) a criação de maior incentivo para o cumprimento das metas estabelecidas; (ii) o aumento do comprometimento dos beneficiários do Plano e do Programa com os resultados da Companhia, estimulando a expansão dos negócios; (iii) o incentivo à retenção de talentos; e (iv) a promoção do bom desempenho da Companhia e a defesa dos interesses dos acionistas por meio de um comprometimento de longo prazo por parte dos Participantes e colaboradores da Companhia.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

Atinge-se, ainda, por meio deste modelo, o compartilhamento de riscos e ganhos da Companhia, por meio da valorização das ações adquiridas a partir do exercício das opções outorgadas e Ações entregues.

(d) Como o plano se insere na política de remuneração do emissor;

A Política de Remuneração de Administradores estabelece as regras e diretrizes a serem observadas e aplicadas para determinar a remuneração dos administradores visando a atrair, manter e reconhecer os profissionais de grande qualificação na administração da Companhia.

Desse modo, o Plano e o Programa visam à manutenção de um nível de competitividade adequado aos negócios da Companhia e ao contexto do mercado em que atua.

(e) Como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;

O Plano e o Programa possuem como critério principal para exercício de opções e entrega de Ações a divisão em tranches periódicos e a existência de períodos de carência e a definição de metas a serem atingidas pelos Participantes, respectivamente, que fazem com que os beneficiários se comprometam com a constante valorização das ações da Companhia, no curto, médio e longo prazos. Adicionalmente, os beneficiários no âmbito do Plano ficam sujeitos a um período de lock-up, conforme definido pelo Conselho de Administração, com liberações parciais, sendo certo que não será superior a cinco anos. Os programas aprovados no âmbito do Plano estabelecem que os beneficiários ficam sujeitos a um período de lock-up de um ano. No âmbito do Programa, os beneficiários ficam sujeitos a um período mínimo de lock-up de 1 (um) a 3 (três) anos.

(f) Número máximo de ações abrangidas;

Programa: a entrega de ações ordinárias, sem direito a voto, de emissão da Companhia, e a outorga de Ações Diferidas, devem respeitar o limite máximo conjunto de 5% (cinco por cento) do total de ações em que se divide o capital social da Companhia.

No âmbito da Opção de Subscrição Adicional de Ações, será possível a subscrição de um lote de Ações equivalente a até 50% das Ações objeto do Lote Outorgado recebido no respectivo ano.

Plano: poderão ser outorgadas opções representativas de, no máximo, 3% (três por cento) das ações representativas do capital social da Companhia.

(g) Número máximo de opções a serem outorgadas;

No âmbito do Plano, as opções poderão ser outorgadas a todos beneficiários que forem elegíveis para participar, desde que limitado ao número máximo de ações abrangidas pelo Plano, conforme previsto acima.

(h) Condições de aquisição de ações;

As opções de compra objeto do Plano, no âmbito de cada programa, deverão ser outorgadas mediante celebração de contrato entre o titular das opções e a Companhia, em que serão definidas as seguintes condições específicas, sem limitação: (i) o número total de ações da Companhia objeto de outorga; e (ii) o preço de exercício, de acordo com cada programa.

As ações, no âmbito do Programa, deverão ser entregues de acordo com a performance do Participante ao final de cada ano, por meio do atingimento das metas anuais definidas para cada exercício social. Excepcionalmente, o Conselho de Administração poderá definir metas a serem atingidas em período inferior a 1 (um) exercício social. Caso o Participante tenha uma performance equivalente a zero, nos termos do Programa, este não fará jus ao recebimento de qualquer Lote Outorgado com relação a tal ano.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

(i) **Crítérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;**

Programa: para apuração do valor de mercado da ação da Companhia será utilizada (i) caso a Companhia não tenha ações negociadas em bolsa ao tempo do lançamento do Programa, a média aritmética dos valores obtidos a partir da aplicação dos múltiplos de Empresas Comparáveis abaixo descritos aos mesmos indicadores (BOE e EBITDAX) verificados na PetroRecôncavo, sendo que ao valor final será aplicado um desconto de liquidez de 30% (trinta por cento) pelo fato de que as ações utilizadas para cálculo do Preço de Exercício são relativas a companhias abertas e as ações da Companhia não possuem liquidez uma vez que não são negociadas no mercado: (a) mediana dos múltiplos EV/BOE (“Enterprise Value”, dividido pelo volume de reservas provadas de petróleo e gás equivalente na data do último exercício social) de Empresas Comparáveis; e (b) mediana dos múltiplos EV/EBITDAX (“Enterprise Value” dividido pelo EBITDAX dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável) das mesmas Empresas Comparáveis; e (ii) caso a Companhia tenha ações negociadas na Bolsa ao tempo do lançamento do Programa, a cotação média das ações nos últimos 30 (trinta) pregões na B3 S.A., anteriores à data de concessões da opção (ou, em caso de oferta pública inicial realizada até 30 dias antes da outorga, considera-se o preço de emissão).

Plano: o preço de emissão, ou preço da compra das ações a serem adquiridas pelos Beneficiários em decorrência do exercício da opção será determinado pelo Conselho de Administração ou pelo Comitê, ao tempo do programa aplicável, e será equivalente: (i) caso a Companhia não tenha ações negociadas em bolsa ao tempo do lançamento do programa aplicável, ao valor correspondente à média aritmética do valor das ações de companhias abertas listadas na Bolsa que prestam serviços no setor de exploração e produção de gás natural e com características similares às da Companhia, apurado por dois múltiplos distintos sendo (a) a mediana dos múltiplos EV/BOE, no qual o Enterprise Value será dividido pelo volume de reservas provadas de petróleo e gás equivalente na data do último exercício social das Empresas Comparáveis; e (b) a mediana dos múltiplos EV/EBITDAX, na qual o Enterprise Value será dividido pelo EBITDAX dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável; e (ii) caso a Companhia tenha ações negociadas na Bolsa ao tempo de lançamento do programa aplicável, a cotação média das ações nos últimos 30 (trinta) pregões na B3 S.A., anteriores à data de concessões da opção (ou, em caso de oferta pública inicial realizada até 30 dias antes da outorga, considera-se o preço de emissão).

Onde:

“EV” ou “Enterprise Value”: é o valor de mercado de cada empresa aferido pela cotação média de suas ações os 30 (trinta) dias anteriores ao encerramento das últimas demonstrações financeiras divulgadas por cada Empresa Comparável, multiplicado pelo número de ações da empresa correspondente na mesma data, subtraído da dívida líquida constante no balanço patrimonial do encerramento das últimas demonstrações financeiras divulgadas por cada Empresa Comparável;

“BOE”: Volume total de reservas provadas de petróleo e gás equivalente de cada empresa conforme informado nas demonstrações financeiras do último exercício social;

“EBITDAX”: Corresponde ao lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro líquido, das despesas com exploração, das despesas de depreciação e amortização de cada empresa, conforme informado nas demonstrações financeiras dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável; e

“Empresas Comparáveis”: são companhias abertas, com ações negociadas em bolsas de valores, do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural e com características similares à Companhia, ou seja, que tenham volume de produção semelhantes na proporção gás natural/petróleo e sejam consideradas de pequeno e médio porte.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

(j) Critérios para fixação do prazo de exercício;

Programa: a determinação acerca do direito de recebimento de um Lote Outorgado, ocorrerá anualmente, até o mês de abril. O prazo de exercício da Opção de Subscrição está diretamente ligado com o atingimento das metas anuais e do recebimento de um Lote Outorgado.

O Participante contemplado deverá comunicar à Companhia acerca da sua intenção de exercer ou não a Opção de Subscrição Adicional até no máximo 3 (três) dias de antecedência da data de realização da Reunião do Conselho de Administração. Findo tal prazo sem manifestação do Participante, este perderá automaticamente o direito ao exercício da Opção de Subscrição Adicional e à subscrição das Ações objeto do Lote Subscrito.

Plano: o Beneficiário poderá exercer, total ou parcialmente, a opção de compra das ações incorporadas ao longo do período de 10 (anos) anos a contar da data do respectivo programa em que o Beneficiário participou.

(k) Forma de liquidação;

Programa: em caso de exercício da Opção de Subscrição Adicional, a Companhia informará ao Participante contemplado por escrito o preço de emissão da totalidade das Ações objeto do Lote Subscrito, devendo tal emissão ser aprovada na Reunião do Conselho de Administração, comprometendo-se o Participante a realizar o depósito, em conta corrente de titularidade da Companhia, da totalidade do preço de emissão das Ações objeto do Lote Subscrito, com recursos próprios e em moeda corrente nacional, sob pena de perda do direito da Opção de Subscrição Adicional exercida. Acerca do Lote Outorgado, uma vez atendidas às condições previstas no Programa, o Participante fará jus ao recebimento de tais Ações, cabendo à administração da Companhia tomar todas as providências necessárias para formalizar a respectiva transferência.

Para liquidação das Ações Diferidas, a Petrorecôncavo poderá, a seu exclusivo critério, (i) transferir Ações mantidas em tesouraria; ou (ii) efetuar o pagamento em dinheiro do valor equivalente à quantidade de cada lote de Ações Diferidas a ser liquidado; sempre tendo em vista, como preço de referência, a média da cotação de fechamento das ações da Petrorecôncavo nos 30 (trinta) pregões anteriores à data da liquidação.

Plano: o pagamento do preço de exercício da opção, pelo beneficiário, será feito à vista, no ato de subscrição das ações emitidas em razão do exercício da opção ou da compra das ações que estiverem detidas em tesouraria.

Todos os pagamentos realizados aos beneficiários do Programa ou do Plano serão diminuídos de quaisquer impostos e encargos aplicáveis cuja responsabilidade de retenção e recolhimento seja atribuída à Companhia pela legislação brasileira, sem implicar em direito a reembolso, majoração (*gross-up*), ou restituição de qualquer natureza entre o beneficiário e a Companhia.

(l) Restrições à transferência das ações;

Programa: o Participante somente poderá vender, ceder, transferir ou, de qualquer forma, alienar quaisquer das ações de emissão da Companhia de que seja ou passe a ser titular, em decorrência de sua participação no Programa ou de qualquer outra forma, bem como aquelas que venham a ser por ele adquiridas em virtude de bonificações ou desdobramentos de ações de que seja ou passe a ser titular em decorrência de sua participação no Programa ou a qualquer outro título, tendo que ser respeitado o período mínimo de indisponibilidade a ser encerrado, conforme venha a ser decidido pelo Conselho de Administração, entre 1 (um) e 3 (três) anos contados da respectiva subscrição ou aquisição das Ações detidas pelo Participante.

As Ações recebidas pelos Participantes em decorrência da liquidação de Ações Diferidas não estarão sujeitas às restrições acima.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

Plano: o Beneficiário apenas poderá, de qualquer forma, alienar as ações da Companhia adquiridas no âmbito do Plano, se atendido o período mínimo de indisponibilidade eventualmente estabelecido em cada programa para cada lote de Ações, o qual nunca poderá ser superior a 5 (cinco) anos. Os programas aprovados no âmbito do Plano estabelecem que os beneficiários ficam sujeitos a um período mínimo de indisponibilidade de um ano.

Os Beneficiários poderão alienar o número de Ações necessário, ainda que dentro do período de *lock-up* supracitado, para exclusivamente realizar o pagamento do Preço de exercício de opções que lhes forem outorgadas.

(m) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano; e

Programa: o Programa poderá ser extinto, suspenso ou alterado, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração ou da Assembleia Geral, sem prejuízo da prevalência de obrigações assumidas nos termos do Programa, que deverão permanecer em vigor pelos prazos ali previstos. Adicionalmente, caso haja a alienação de controle da Companhia, o Participante terá o direito de vender a totalidade de suas Ações ao adquirente do controle, nos termos e prazos estabelecidos no Programa. Na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, os Contratos de Outorga de Ações Diferidas em vigor poderão, a critério do Conselho de Administração, (i) ser transferidos para a entidade sucessora; ou (ii) ter seus prazos e condições de liquidação antecipados, conforme aplicável.

Plano: o Plano terminará e qualquer opção até então concedida extinguir-se-á na hipótese de dissolução, transformação, incorporação fusão, cisão ou reorganização da Companhia, dentro da qual a Companhia não seja a sociedade remanescente, ou em sendo a sociedade remanescente, deixe de ter suas ações admitidas à negociação na Bolsa. Porém, se em conexão com tal operação (i) o Conselho de Administração ou o Comitê aprove a antecipação do prazo de carência das opções dos Programas em vigência, por determinado prazo, para que possam ser exercidas pelo Beneficiário; ou (ii) estabeleça-se, por escrito, a permanência do Plano e a assunção das opções até então concedidas com a substituição de tais opções por novas opções, a Companhia sucessora ou sua afiliada ou subsidiária assumirá os ajustamentos apropriados no número e preço das ações.

(n) Efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Programa: o pedido de demissão, a demissão por justa causa (nos termos da legislação trabalhista aplicável), a renúncia ou a destituição por justo motivo de cargo na Petrorecôncavo importarão em sua automática exclusão do Programa e, conseqüentemente, na perda do direito de receber qualquer Lote Outorgado referente ao exercício em curso. Em caso de morte, incapacidade transitória ou permanente, demissão sem justa causa (nos termos da legislação trabalhista aplicável) ou destituição imotivada do Participante, este (ou seus herdeiros ou curadores, conforme o caso) fará(ão) jus ao recebimento de um Lote Outorgado, em quantidade proporcional ao período de efetivo exercício de gestão pelo Participante no ano encerrado, desde que as metas anuais previstas para o mesmo tenham sido alcançadas total ou proporcionalmente.

Plano: em casos de (i) término do contrato de trabalho ou do mandato de Beneficiário por justa causa ou razão equiparada; (ii) pedido de demissão voluntária do Beneficiário; ou (iii) renúncia ao mandato de Beneficiário, (a) as opções cujos prazos iniciais de carência ainda não tenham decorrido caducarão sem direito a qualquer indenização; e (b) as opções cujos prazos iniciais de carência já tenham decorrido poderão ser exercidas no prazo de até 90 dias a contar do evento supracitado ou até o término do prazo para o exercício das opções, se restar o prazo inferior a 90 dias, após o qual ficarão extintas de pleno direito, sem direito a qualquer indenização.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

Já em casos de (i) término de contrato de trabalho pela Companhia sem justa causa; (ii) término do mandato de Beneficiário sem reeleição; (iii) aposentadoria do Beneficiário que enseje o término do vínculo com a Companhia; ou (iv) mudança de controle da Companhia, (a) o direito de exercício será antecipado com relação às opções cujos prazos iniciais de carência ainda não tenham decorrido, as quais poderão ser exercidas no prazo de 90 dias a contar do evento ante referido, após o qual ficarão extintas de pleno direito, sem direito a qualquer indenização; e (b) as opções cujos prazos iniciais de carência já tenham decorrido poderão ser exercidas no prazo de até 90 dias a contar do evento supracitado ou até o término do prazo para o exercício das opções, se restar o prazo inferior a 90 dias, após o qual ficarão extintas de pleno direito, sem direito a qualquer indenização.

13.5 - Remuneração Baseada em Ações**13.5 – Remuneração baseada em ações**

Remuneração baseada em ações prevista para o exercício social corrente de 2021:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7	3
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
<i>(a) Das opções em aberto no início do exercício social</i>	N/A	21,04
<i>(b) Das opções perdidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(c) Das opções exercidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(d) Das opções expiradas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

Remuneração baseada em ações – exercício social encerrado em 31/12/2020:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4	3
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
<i>(a) Das opções em aberto no início do exercício social</i>	N/A	21,04
<i>(b) Das opções perdidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(c) Das opções exercidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(d) Das opções expiradas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

Remuneração baseada em ações – exercício social encerrado em 31/12/2019:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4	3
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
<i>(a) Das opções em aberto no início do exercício social</i>	N/A	21,04
<i>(b) Das opções perdidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(c) Das opções exercidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(d) Das opções expiradas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

13.5 - Remuneração Baseada em Ações**Remuneração baseada em ações – exercício social encerrado em 31/12/2018:**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4	2
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
<i>(a) Das opções em aberto no início do exercício social</i>	N/A	21,04
<i>(b) Das opções perdidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(c) Das opções exercidas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
<i>(d) Das opções expiradas durante o exercício social</i>	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

Informações sobre cada outorga reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e do exercício social corrente.

Não houve outorga de opções para os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, reconhecida no resultado dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018. Não há previsão para a outorga de opções para os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária.

13.6 - Opções em Aberto**13.6 – Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária**

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2020		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4,0	3,0
Nº de membros remunerados	0	2
Opções ainda não exercíveis	0	0
Quantidade	0	0
Data em que se tornarão exercíveis	N/A	0
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	0
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	0
Preço médio ponderado de exercício	N/A	0
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	0
Opções exercíveis	N/A	
Quantidade	N/A	137.213
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	19/08/2024
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Preço médio ponderado de exercício	N/A	21,04
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	16,36
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	N/A	R\$2.245.608,37

13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues

13.7 – Opções exercidas e ações entregues

Não houve outorga ou exercício de opções dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, reconhecida no resultado dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018.

13.8 - Precificação Das Ações/opções

13.8 – Precificação das Ações/Opções

(a) modelo de precificação;

Plano: as opções são precificadas utilizando o modelo de Black & Scholes.

Programa:

Entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia, Opção para subscrição adicional de ações ordinárias de emissão da Companhia e Outorga de ações diferidas: As ações são precificadas de acordo com valor de mercado da ação da Companhia na data de encerramento do último Exercício. A apuração do valor de mercado da ação da Companhia está detalhada no item 13.4(i) deste Formulário de Referência.

Matching de ações ordinárias de emissão da Companhia: as ações são emitidas por um preço global de emissão de R\$ 1,00 (um real). Alternativamente, a Companhia poderá, a critério do Conselho de Administração, utilizar Ações existentes mantidas em tesouraria para fazer frente à entrega de um Lote do Matching ao Participante do Matching.

(b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco;

Inputs:	Outorgadas em 2013	Outorgadas em 2014
Stock - S	20,73	21,41 BRL
Discount	0,0%	0,0%
Strike - K	20,73	20,41 BRL
Term - t	3.650	3.650 d
TRF	9,00%	11,00% a.a.
s	53,82%	53,82% a.a.

Programa:

Preço de exercício: consulte o item 13.4.(i) deste Formulário de Referência para obter as informações acerca das premissas utilizadas no modelo de precificação das ações objeto do Programa, incluindo o preço médio ponderado das ações e preço de exercício.

Volatilidade esperada: considerando que a Companhia não tem histórico de negociação de suas ações, a volatilidade esperada será calculada com base na média de grupos comparáveis ao setor de atuação da PetroRecôncavo, quando da realização da oferta pública inicial de ações de sua emissão.

Dividendo esperado: uma vez que o Participante passe a ser titular de ações de emissão da Companhia, este fará jus à percepção dos dividendos que estas eventualmente venham a gerar, de acordo com a atual política de dividendos da Companhia, conforme descrito do item 3.4 deste Formulário de Referência e sujeito a eventuais restrições, conforme detalhado no item 13.4.(f) deste Formulário de Referência.

Taxa de juros livre de risco: Não aplicável.

Prazo de carência das ações: as ações, no âmbito do Programa, deverão ser entregues de acordo com a performance do Participante ao final de cada ano, por meio do atingimento das metas anuais definidas para cada exercício social. Para mais informações, consulte o item 13.4.(h) deste Formulário de Referência.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado;

Plano: foi estimada uma taxa de saída antes do lock-up de 15% dos detentores das opções.

13.8 - Precificação Das Ações/opções

Programa: caberá ao Conselho de Administração antecipar ou prorrogar quaisquer prazos relacionados às opções aos incentivos objeto do Programa.

(d) forma de determinação da volatilidade esperada; e

Para a determinação da volatilidade esperada, foi utilizado o método de desvio padrão utilizando-se como base a média de empresas comparáveis à PetroRecôncavo, a partir do banco de dados fornecido por empresa de assessoria especializada no tema.

(e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo.

Não aplicável.

13.9 - Participações Detidas Por Órgão**13.9 – Participações detidas por órgão**

Posição em 31 de dezembro de 2020		
Descrição	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
Ações ordinárias emitidas pela Companhia	338.036	0
Ações preferenciais emitidas pela Companhia	699.615	0
Opções emitidas pela Companhia	137.213	0
Ações ou quotas emitidas por controladores indiretos da Companhia	1.294.429	17.969.099
Opções emitidas por controladores indiretos da Companhia	47.000	80.000

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

Não aplicável, visto que até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não conferiu planos de previdência aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, conforme descrito no item 13.1.(b) deste Formulário de Referência.

Apesar de não fornecer plano de previdência privada aos seus Diretores ou empregados, a Companhia realiza contribuições a um plano de previdência privada VGBL ou PGBL, de mercado, a ser indicado pelos Diretores Estatutários, por meio de depósitos no montante de 8% do pró-labore percebido pelos mesmos. Após a contribuição, a Companhia não tem controle sobre os saldos depositados, não havendo nenhuma restrição para que os Diretores Estatutários resgatem os recursos.

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			
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Nº de membros	3,00	3,00	2,00	4,00	4,00	4,00	0,00	0,00	0,00
Nº de membros remunerados	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00
Valor da maior remuneração(Reais)	4.331.001,50	2.121.946,26	2.576.666,18	180.000,00	180.000,00	180.000,00	0,00	0,00	0,00
Valor da menor remuneração(Reais)	3.084.464,40	1.480.538,50	1.917.333,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneração(Reais)	3.624.840,94	1.812.000,00	2.247.000,00	90.000,00	90.000,00	90.000,00	0,00	0,00	0,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2020	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual da Diretoria foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informados.
31/12/2019	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual da Diretoria foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informados.
31/12/2018	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual da Diretoria foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informados.

Conselho de Administração	
31/12/2020	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual do Conselho foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho dividido pelo número de membros remunerados informados.
31/12/2019	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual do Conselho foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho dividido pelo número de membros remunerados informados.
31/12/2018	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual do Conselho foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho dividido pelo número de membros remunerados informados.

Conselho Fiscal	
-----------------	--

31/12/2020	N/A
31/12/2019	N/A
31/12/2018	N/A

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 contratou apólice de seguro de responsabilidade civil de conselheiros e diretores (D&O) junto à Tokio Marine Seguradora S.A., cujo limite máximo de garantia é de R\$50.000.000,00 milhões (cinquenta milhões de reais). O valor do prêmio líquido desta apólice foi de R\$79.696,09 (setenta e nove mil, seiscentos e noventa e seis reais e nove centavos) e o vencimento da apólice acontece em 1º de fevereiro de 2022.

Dentre os valores indenizáveis estão custos de defesa, indenizações pelas quais o Administrador seja legalmente responsável em virtude de decisão judicial transitada em julgado, sentença arbitral, decisão administrativa ou acordos por escrito por qualquer meio previamente aprovado pela seguradora.

Adicionalmente, o Estatuto Social da PetroRecôncavo prevê a possibilidade de celebração de acordos de indenidade com administradores da Companhia, conforme descrito no item 12.11 deste Formulário de Referência.

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

Percentual na remuneração total detido no exercício Social encerrado em 31/12/2020			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Número de Membros	4	3	6
Remuneração parte relacionada	100%	0%	0%
Remuneração total	100%	0%	0%
(%)	100%	0%	0%

Percentual na remuneração total detido no exercício Social encerrado em 31/12/2019			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Número de Membros	4	3	0
Remuneração parte relacionada	100%	0%	0%
Remuneração total	100%	0%	0%
(%)	100%	0%	0%

Percentual na remuneração total detido no exercício Social encerrado em 31/12/2018			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Número de Membros	4	3	0
Remuneração parte relacionada	100%	0%	0%
Remuneração total	100%	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

Não houve quaisquer valores reconhecidos no resultado da Companhia, nos 3 últimos exercícios sociais, como remuneração dos administradores ou membros do conselho fiscal, por quaisquer razões que não a função que ocupam na 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

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 2020 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	R\$888.000,00	0	R\$888.000,00
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

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	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	R\$24.000,00	0	R\$24.000,00
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

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	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	R\$23.000,00	0	R\$23.000,00
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2020 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	0	0	0
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2019 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	0	0	0
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2018 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	0	0	0
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

13.16 - Outras Informações Relevantes

13.16 – Outras informações relevantes

Não aplicável.

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos**14.1 – Descrição dos Recursos Humanos**

(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

A tabela a seguir ilustra a quantidade e a distribuição dos empregados da Companhia, por unidade federativa e grupo de atuação, no encerramento dos exercícios sociais de 2018, 2019 e 2020:

EMPREGADOS						
	31/12/2020		31/12/2019		31/12/2018	
	Qtd	Local	Qtd	Local	Qtd	Local
Administrativo	24	BA	33	BA	27	BA
Administrativo	14	RN	7	RN	0	RN
Diretoria/executivo	7	BA	7	BA	2	BA
Diretoria/executivo	0	RN	0	RN	0	RN
Conselheiro	2	BA	2	BA	2	BA
Conselheiro	0	RN	0	RN	0	RN
Especialista	3	BA	4	BA	3	BA
Especialista	0	RN	0	RN	0	RN
Gerente	9	BA	10	BA	8	BA
Gerente	2	RN	2	RN	0	RN
Operacional	210	BA	212	BA	200	BA
Operacional	164	RN	118	RN	0	RN
Coordenador	11	BA	7	BA	6	BA
Coordenador	1	RN	1	RN	0	RN
Técnico	30	BA	36	BA	30	BA
Técnico	26	RN	16	RN	0	RN
Estagiário	19	BA	29	BA	25	BA
Estagiário	10	RN	0	RN	0	RN
Auditoria interna, <i>compliance</i> , controles internos e riscos corporativos	0	BA	0	BA	0	BA
Auditoria interna, <i>compliance</i> , controles internos e riscos corporativos	0	RN	0	RN	0	RN
Total Administrativo	38		40		27	
Total Diretoria/executivo	7		7		2	
Total Conselheiro	2		2		2	
Total Especialista	3		4		3	
Total Gerente	11		12		8	
Total Operacional	374		330		200	
Total Coordenador	12		8		6	
Total Técnico	56		52		30	
Total Estagiário	29		29		25	
Total de Empregados	532		484		307	

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica); e

TERCEIRIZADOS						
	31/12/2020		31/12/2019		31/12/2018	
	Qtd	Local	Qtd	Local	Qtd	Local
Administrativo Financeiro	58	BA	114	BA	78	BA
Administrativo Financeiro	126	RN	88	RN	-	-
Operação / Corpo Técnico	249	BA	286	BA	332	BA
Operação / Corpo Técnico	234	RN	144	RN	-	-
Total Administrativo	179		202		78	
Total Diretoria/executivo	483		403		332	
Total de Empregados	662		632		410	

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

(c) índice de rotatividade.

TURNOVER			
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Acumulado ano (BA)	37%	15%	16%
Acumulado ano (RN)	20%	-	-

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos

14.2 – Alterações relevantes – Recursos humanos

Não há informações relevantes com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

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 salários e remuneração variável 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. Os empregados da Companhia são elegíveis a benefícios diversos de acordo com o cargo, bem como de acordo com a legislação aplicável.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

- i. grupos de beneficiários;
- ii. condições para exercício;
- iii. preços de exercício;
- iv. prazos de exercício; e
- v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.

A Companhia possui plano de opção de compra de ações e programa de outorga de ações, cujos detalhes estão descritos no item 13.4 deste Formulário de Referência.

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 Sindicato dos Petroleiros e Petroleiras do Estado da Bahia – Sindipetro-BA e com o Sindicato dos Petroleiros e Petroleiras do Estado do Rio Grande do Norte – Sindipetro-RN.

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 – Recursos Humanos

Não há outras informações relevantes com relação a este item 14.

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

Acionista		Participa de acordo de acionistas		Acionista controlador		Última alteração	
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	CPF/CNPJ	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior		Nome do Representante Legal ou Mandatário		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 %					
Eduardo Cintra Santos							
064.858.395-34	Brasil-BA	Sim	Sim	27/12/2019			
Não							
6.071.656	3,617%	0	0,000%	6.071.656	3,617%		
Eduardo Figueira Santos (Espólio)							
000.541.275-72	Brasil-BA	Sim	Sim	20/06/2011			
Não							
5.334.218	3,178%	0	0,000%	5.334.218	3,178%		
Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.							
15.126.451/0001-47	Brasil	Sim	Sim	20/06/2011			
Não							
12.522.504	7,461%	0	0,000%	12.522.504	7,461%		
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.							
05.711.608/0001-48	Luxemburgo	Sim	Sim	27/12/2019			
Sim	George Pikielny	Física		004.756.538-15			
82.538.716	49,180%	0	0,000%	82.538.716	49,180%		
Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participação							
08.277.553/0001-06	Brasil	Sim	Sim	27/12/2019			
Não							
58.607.538	34,922%	0	0,000%	58.607.538	34,922%		

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

Acionista		Participa de acordo de acionistas		Acionista controlador		Última alteração	
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Mandatário	Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Acionista Residente no Exterior		Ações ordinárias %		Ações preferenciais (Unidades)		Ações preferenciais %	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %	Qtde. total de ações (Unidades)	Qtde. total de ações (Unidades)		Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)							
Classe ação		Qtde. de ações (Unidades)		Ações %			
OUTROS							
2.750.900	1,639%	0	2.750.900	0,000%		1,639%	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:							
0	0,000%	0	0	0,000%		0,000%	
TOTAL							
167.825.532	100,000%	0	167.825.532	0,000%		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 Mandatário			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 %	Composição capital social
CONTROLADORA / INVESTIDORA						
Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	0,000
ECS Administração e Participações Ltda.						
14.579.718/0001-99	Brasil-BA	Não	Não	18/10/2018		
Não						
14.038.531	49,990	0	0,000	14.038.531	49,990	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				
Eduardo Figueira Santos (Espólio)						
000.541.275-72	Brasil-BA	Não	Sim			
Não						
14.044.147	50,010	0	0,000	14.044.147	50,010	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	0,000

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 Mandatário	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		
Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.						
15.126.451/0001-47						
TOTAL	28.082.678	100,000	0	0,000	28.082.678	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 Mandatário			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)	Composição capital social	
CONTROLADORA / INVESTIDORA						
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.						
CPF/CNPJ acionista						
05.711.608/0001-48						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	0,000
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	0,000
PetroSantander Inc.						
	Estados Unidos	Não	Sim	31/12/2020		
	Sim	--	Jurídica			
41.855.275	100,000	0	0,000	41.855.275	100,000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				
TOTAL						
41.855.275	100,000	0	0,000	41.855.275	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 Mandatário	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 %	Composição capital social
CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ECS Administração e Participações Ltda.						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	0,000
Eduardo Cintra Santos						
064.858.395-34	Brasil-BA	Não	Sim	18/10/2018		
Não						
24.031.338	99,999	0	0,000	24.031.338	99,999	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	0,000
TOTAL						
24.031.339	100,000	0	0,000	24.031.339	100,000	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 Mandatário	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						
ECS Administração e Participações Ltda.				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
				14.579.718/0001-99		
Verena Menezes Cintra Santos						
143.086.815-53	Brasil-BA	Não	Não	18/10/2018		

Não						
1	0,001	0	0,000	1	0,001	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				

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 Mandatário			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 %	Composição capital social
CONTROLADORA / INVESTIDORA						
PetroSantander Inc.						
AÇÕES EM TESOUREARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	0,000
Christopher J. Whyte						
061.492.307-75	Estados Unidos	Não	Não	12/08/2020		
Sim	--		Jurídica			
3.612.941	6,231	0	0,000	3.612.941	6,231	
Classe ação						
TOTAL	0	0,000				
Metalmark (Silo) II AIF Offshore, L.P.						
	Estados Unidos	Não	Não	12/08/2020		
Sim	--		Jurídica			
3.967.794	6,843	0	0,000	3.967.794	6,843	
Classe ação						
TOTAL	0	0,000				
OUTROS						
36.351.811	62,691	0	0,000	36.351.811	62,691	

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 Mandatário			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						
PetroSantander Inc.						
TOTAL	57.985.760	100,000	0	0,000	57.985.760	100,000
Yorktown Energy Partners IX, L.P.						
	Estados Unidos		Não	Não	12/08/2020	
	Sim	--		Jurídica		
8.000.000	13,796	0	0,000	8.000.000		13,796
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				
Yorktown Energy Partners VI, L.P.						
	Estados Unidos		Não	Não	12/08/2020	
	Sim	--		Jurídica		
6.053.214	10,439	0	0,000	6.053.214		10,439
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000				

15.3 - Distribuição de Capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	23/02/2021
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	30
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	3
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

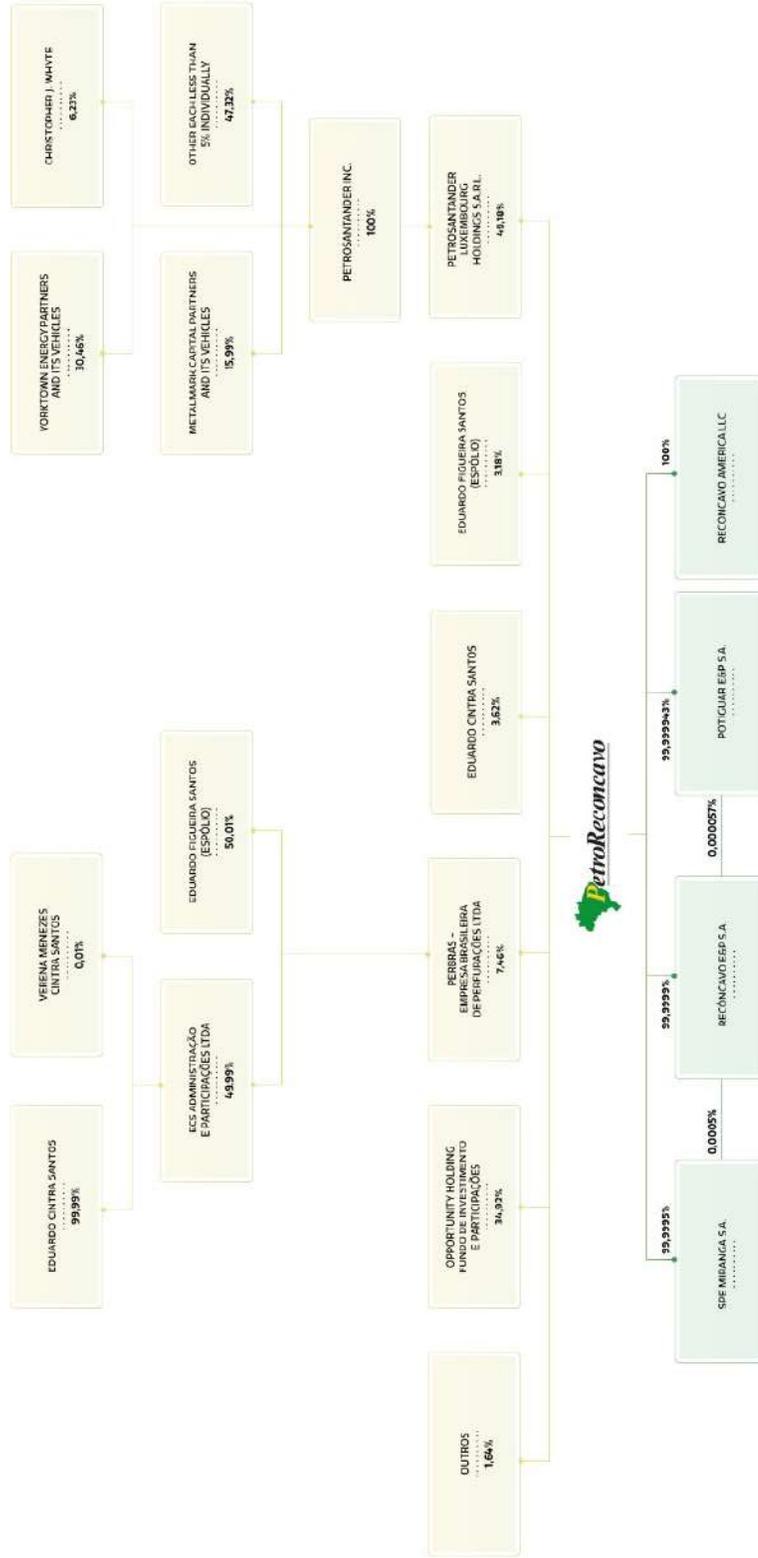
Ações em Circulação

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 mantidas 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



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

Em 26/02/2021, os acionistas controladores da Companhia celebraram o Termination Agreement Under Condition Precedent, cujo escopo é o distrato do Acordo de Acionistas celebrado em 1º de fevereiro de 2000, conforme aditado, cuja eficácia estará condicionada à liquidação da Oferta da Companhia na Data da Liquidação (conforme definido no Prospecto Preliminar da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias da Companhia), de modo que, quando implementada tal condição, o Acordo de Acionistas será rescindido de pleno direito.

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

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, três acionistas do grupo de controle efetuaram novos aportes na Companhia. As variações observadas na quantidade de ações e nos percentuais de participação, incluindo os casos de acionistas que não realizaram novos aportes, mas tiveram suas participações na Companhia diluídas, estão demonstradas na tabela abaixo:

Acionista	Quantidade de Ações											
	Ordinárias				Preferenciais				Total			
	31/12/2018	%	31/12/2019	%	31/12/2018	%	31/12/2019	%	31/12/2018	%	31/12/2019	%
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	23.191.740	49,6697	41.268.358	49,7432	0	0	0	0	23.191.740	49,1346	41.268.358	49,4176
Opportunity Holding Fij	11.595.870	24,8349	29.303.769	35,3216	0	0	0	0	11.595.870	24,5673	29.303.769	35,0904
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda	6.261.652	13,4106	6.261.652	7,5475	0	0	0	0	6.261.652	13,2661	6.261.652	7,4981
Eduardo Cintra Santos	2.667.109	5,7121	3.035.828	3,6593	0	0	0	0	2.667.109	5,6506	3.035.828	3,6353
Eduardo Figueira Santos (Espólio)	2.667.109	5,7121	2.667.109	3,2148	0	0	0	0	2.667.109	5,6506	2.667.109	3,1938
Demais acionistas	308.437	0,6606	426.045	0,5135	508.480	100	546.638	100	816.917	1,7307	972.683	1,1648
Total	46.691.917	100	82.962.761	100	508.480	100	546.638	100	47.200.397	100	83.509.399	100

Adicionalmente, não houve qualquer outra alteração relevante nas participações dos administradores da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

15.7 - Principais Operações Societárias

15.7 – Principais operações societárias

(a) Evento:

Cisão parcial do patrimônio líquido da Companhia com versão da parcela cindida para a Controlada Potiguar E&P.

(b) Sociedades Envolvidas:

A Companhia e sua Controlada Potiguar E&P.

(c) Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor:

Em 22 de novembro de 2019, os acionistas da PetroRecôncavo aprovaram por unanimidade a cisão parcial do patrimônio líquido da Companhia com a versão da parcela cindida para a Controlada Potiguar E&P no montante de R\$88.715, com base em laudo de avaliação emitido por empresa de avaliação independente. O acervo líquido cindido apresentado na data da cisão e vertido para a Potiguar E&P está a seguir demonstrado, o qual não teve efeito no fluxo de caixa:

Ativo	Parcela cindida em 31/10/2019	Acervo líquido	Parcela cindida em 31/10/2019
Circulante			
Instrumentos financeiros derivativos	28.484	Capital social	34.481
		Ajuste de avaliação patrimonial	54.234
Não circulante			
Outros ativos	34.481		
Instrumentos financeiros derivativos	25.750		
Total dos ativos não circulantes	60.231		
Total dos ativos	88.715	Total do acervo líquido	88.715

Em ato contínuo os acionistas da Potiguar E&P cederam para a PetroRecôncavo os investimentos oriundos do acervo líquido incorporado na Potiguar E&P o qual foi reconhecido nas demonstrações financeiras da PetroRecôncavo em investimento e no patrimônio líquido como “transação de capital”.

Quadro societário antes e depois da operação:

Quadro Societário ANTES do evento

Não houve alterações no quadro societário por conta do evento da cisão parcial do seu patrimônio líquido.

Quadro Societário APÓS o evento:

Não houve alterações no quadro societário por conta do evento da cisão parcial do seu patrimônio líquido.

(a) Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas.

Não aplicável, pois não houve alterações no quadro societário por conta do evento da cisão parcial do seu patrimônio líquido.

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

15.8 – Outras informações relevantes – Controle e Grupo Econômico

Instrumento Particular de Outorga de Opção de Compra e Opção de Venda de Ações e Outras Avenças

Em 23 de dezembro de 2019, foi celebrado o Instrumento Particular de Outorga de Opção de Compra e Opção de Venda de Ações e Outras Avenças (“Instrumento de Opção”) entre Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimentos no Exterior (“Opportunity”), Eduardo Cintra Santos (“Eduardo”) e Perbrás – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. (“Perbrás”) e, em conjunto com Eduardo, o “Grupo ECS”), todos acionistas da Companhia signatários do Acordo de Acionistas celebrado em 1º de fevereiro de 2000 conforme aditado. O Instrumento de Opção conta, ainda, com a interveniência e anuências da Sra. Verena Menezes Cintra Santos e da própria Companhia. Nos termos do referido Instrumento de Opção, entre outras avenças, (i) o Opportunity outorgou ao Grupo ECS uma opção de compra de ações, conferindo ao Grupo ECS o direito de adquirir 8.669.590 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia e de titularidade do Opportunity, e (ii) o Grupo ECS outorgou ao Opportunity a opção de venda de ações, conferindo ao Opportunity o direito de vender e transferir, ao Grupo ECS, o mesmo número de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia e de titularidade do Opportunity objeto da opção de compra. Os exercícios da opção de compra e da opção de venda sujeitam-se aos prazos, tranches e demais termos e condições estipulados no Instrumento de Opção.

Em virtude do desdobramento de ações de emissão da companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de abril de 2021 (vide item 12.12 deste Formulário de Referência), a opção de compra descrita neste item passa a incidir sobre o número ajustado de 17.339.180 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia e de titularidade do Opportunity.

O Instrumento de Opção prevê, ainda, que em observância ao disposto no Acordo de Acionistas, os signatários do Instrumento de Opção são um grupo de pessoas vinculadas e, nesta condição, obrigam-se a votar de forma uniforme, em bloco e de modo permanente, em todas as matérias de competência da Assembleia Geral da Companhia e do Conselho de Administração da Companhia. Para tanto, o Instrumento de Opção prevê a realização de reuniões prévias com o objetivo de estabelecer e vincular o voto uniforme a ser proferido pelos referidos signatários ou seus representantes em tais conclaves sociais da Companhia, regulando também o direito de indicação e eleição de membros do Conselho de Administração da Companhia pelos signatários e a eficácia vinculante das orientações de voto aprovadas em sede de reunião prévia.

Em 26 de março de 2021, as partes signatárias do Instrumento de Opção celebraram Carta de Entendimentos, por meio do qual reconheceram expressamente que os termos e condições do Instrumento de Opção quanto a vinculação de direito de voto deixarão de vigorar concomitantemente à extinção do Acordo de Acionistas. Para informações sobre a extinção do Acordo de Acionistas, vide item “*Termination Agreement Under Condition Precedent*” abaixo.

Termination Agreement Under Condition Precedent

Em 26/02/2021, os acionistas controladores da Companhia celebraram o Termination Agreement Under Condition Precedent, cujo escopo é o distrato do Acordo de Acionistas celebrado em 1º de fevereiro de 2000, conforme aditado, cuja eficácia estará condicionada à liquidação da Oferta da Companhia na Data da Liquidação (conforme definido no Prospecto Preliminar da Oferta Pública de

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

Distribuição Primária de Ações Ordinárias da Companhia), de modo que, quando implementada tal condição, o Acordo de Acionistas será rescindido de pleno direito.

Com a rescisão do Acordo de Acionistas descrita no item 15.5, a informação constante nos itens 15.1 / 15.2 referente à participação dos acionistas em acordo de acionistas será alterada de “Sim” para “Não”, quando da liquidação da Oferta.

Outras informações

Em 12 de janeiro de 2021, foi realizada assembleia geral de constituição da SPE Miranga S.A. cujos acionistas são a Companhia e a sua controlada Recôncavo E&P S.A.

Em complemento ao indicado no item 15.1 deste Formulário de Referência, a Companhia informa que os fundos acionistas da PetroSantander Inc., controladora da PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l., acionista da Companhia, são fundos pulverizados e com gestão discricionária, não sendo possível, portanto, a identificação dos respectivos cotistas até o nível de pessoa natural.

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 Companhia possui Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterada em reunião de 1º de abril de 2021, cujo objetivo é estabelecer os procedimentos a serem observados pela Companhia em transações envolvendo partes relacionadas, com a finalidade de assegurar que as decisões sejam tomadas no melhor interesse da Companhia e de seus acionistas, assegurando transparência aos acionistas, ao mercado e aos investidores em geral, e equidade de tratamento com terceiros.

A Política de Transações com Partes Relacionadas deve ser observada: (i) pelos acionistas da Companhia; e (ii) por todos os membros da Diretoria, do Conselho de Administração e dos Comitês de Assessoramento da Companhia, bem como os respectivos membros da família dos quais se pode esperar que exerçam influência ou sejam influenciados pela pessoa nos negócios desses membros com a Companhia e incluem: (i) os filhos da pessoa, cônjuge ou companheiro(a); (ii) os filhos do cônjuge da pessoa ou de companheiro(a); (iii) dependentes da pessoa, de seu cônjuge ou companheiro(a); e (v) pais, neto(a)s, avós, cunhado(a)s e primo(a)s de primeiro grau.

Segundo a Política de Transações com Partes Relacionadas, conflito de interesses surge quando uma pessoa se encontra envolvida em processo decisório em que ela tenha o poder de influenciar o resultado final, assegurando um ganho para si, algum familiar, ou terceiro com o qual esteja envolvido, ou ainda que possa interferir na sua capacidade de julgamento.

No caso da Companhia, os potenciais conflitos de interesse são aqueles nos quais os objetivos pessoais dos tomadores de decisão, por qualquer razão, possam não estar alinhados aos objetivos da Companhia em matérias específicas.

Tendo em vista o potencial conflito de interesses nestas situações, a Companhia busca assegurar que todas as decisões que possam conferir um benefício privado a qualquer de seus administradores, familiares, entidades ou pessoas a eles relacionados, sejam tomadas com total lisura, respeitando o interesse da Companhia.

Nas situações em que as Transações com Partes Relacionadas necessitem de aprovação nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas, 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 das partes envolvidas.

Caso o indivíduo conflitado não manifeste seu potencial conflito de interesses, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence, que tenha ciência do fato, deverá fazê-lo, podendo utilizar-se dos canais de Ouvidoria da Companhia.

As transações com partes relacionadas devem ser formalizadas por escrito, conduzidas e aprovadas nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas, observados os seguintes critérios:

- i. estar em condições equitativas, ao menos, igualmente favoráveis à Companhia como as condições disponíveis no mercado ou oferecidas por um terceiro não-relacionado com a Companhia, em circunstâncias equivalentes, ou prever pagamento compensatório adequado, sempre respeitando os interesses da Companhia;
- ii. serem especificadas as principais características e condições da transação, incluindo, conforme aplicável, preço, prazos, garantias e responsabilidades referentes à transação;
- iii. serem descritas quaisquer outras informações que possam ser relevantes diante das circunstâncias da transação com parte relacionada; e
- iv. em caso de reestruturações societárias envolvendo Partes Relacionadas, as transações devem assegurar tratamento equitativo para todos os acionistas.

16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas

Caberá ao Comitê de Auditoria e Riscos avaliar e monitorar a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia, bem como sua aderência e conformidade com os critérios da política, inclusive quanto à:

- i. identificação das Partes Relacionada e classificação das transações como transações com partes relacionadas;
- ii. aplicabilidade dos procedimentos e condições previstos na Política de Transações com Partes Relacionadas; e
- iii. eventual existência de Situação em Conflito de Interesses em Transações com Partes Relacionadas.

Caberá à Diretoria negociar e conduzir as Transações com Partes Relacionadas, observados os procedimentos e as regras de alçada e aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas e do Estatuto Social da Companhia.

Caberá ao Conselho de Administração aprovar as Transações com Partes Relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for menor. Caberá à Diretoria Estatutária aprovar as Transações com Partes Relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor igual ou inferior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for maior.

Para fins da verificação da alçada prevista acima, devem ser consideradas relacionadas entre si as Transações com Partes Relacionadas que integrem o mesmo conjunto de operações correlatas e/ou operações recorrentes envolvendo uma mesma Parte Relacionada.

Na análise de Transações com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração deverá considerar e verificar:

- i. se há motivos claros para a realização da Transação com Parte Relacionada;
- ii. se os termos da Transação com Parte Relacionada atendem aos critérios previstos na Política de Transações com Partes Relacionadas, devendo arquivar a documentação pertinente à comprovação da comutatividade da Transação com Parte Relacionada;
- iii. se a Transação com Parte Relacionada não se enquadra como uma das hipóteses de transações vedadas na Política de Transações com Partes Relacionadas; e
- iv. a análise e recomendação do Comitê de Auditoria, bem como os resultados de avaliações realizadas ou de opiniões e laudos emitidos por profissional ou empresa especializada e independente, se houver.

Nas hipóteses em que se entender adequado à análise e embasamento da Transação com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá solicitar informações ou avaliações adicionais, incluindo avaliações e laudos independentes, bem como a apresentação de alternativas de mercado à Transação com Partes Relacionadas.

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 dívida	Taxa de juros cobrados
PetroSantander Management Inc.	08/07/2020	728.000,00		728.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxemburg						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Contratante						
PetroSantander Holdings GMBH	31/01/2020	689.000,00		689.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxemburg						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Contratante						
PetroSantander Colômbia	28/02/2020	109.000,00	0	109.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxemburg						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						

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 dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Contratante						
PetroSantander USA	01/03/2020	252.000,00	-	252.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxemburg						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de consultoria técnica na área de petróleo e gás						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Contratante						
Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	09/01/2020	6.647.000,00	1.126.000,00	6.647.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Acionista						
Objeto contrato	Controlar e reger todas as transações feitas pelas partes através de Ordens de Serviço complementares periodicamente, de acordo com os termos e condições deste contrato e termos comerciais e técnicos especificados em cada OS para serviços de intervenção em poços de petróleo, água produzida e gás natural, mediante utilização de equipamentos da contratada.						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	As partes poderão, em qualquer momento e exclusivamente a seu critério, rescindir o Contrato mediante comunicação prévia com antecedência de 180 dias. As OS poderão se rescindidas com 30 dias de antecedência, no entanto, algumas podem ter vigência mínima de 12 meses, que caso não seja observada poderá ensejar a aplicação de multas.						
Natureza e razão para a operação	A Perbras é uma empresa brasileira que opera há 40 anos no setor brasileiro de petróleo e gás mediante a prestação de serviços de suporte e demais serviços a empresas do setor de E&P, inclusive no que tange a atividades de produção e perfuração.						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Contrante. Também são partes desse contrato como contratantes a Reconcavo E&P S.A. e Potiguar E&P S.A., e os saldos constantes deste item consolidam os saldos e montantes existentes dessas três empresas do grupo com base neste contrato.						

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 dívida	Taxa de juros cobrados
Potiguar E&P S.A.	30/09/2020	4.477.000,00	4.477.000,00	4.477.000,00	Não aplicável	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Objeto contrato							
Aluguel de equipamentos, venda de equipamentos para utilização nas operações de produção de petróleo e gás natural.							
Garantia e seguros							
Não aplicável							
Rescisão ou extinção							
Não aplicável							
Natureza e razão para a operação							
Aluguel de equipamentos, venda de equipamentos para utilização nas operações de produção de petróleo e gás natural.							
Posição contratual do emissor							
Outra							
Especificar							
Contratada							
Potiguar E&P S.A.	04/12/2020	15.983.000,00	15.983.000,00	15.983.000,00	Indeterminado	SIM	2,000000
Relação com o emissor							
Objeto contrato							
Mútuo entre partes relacionadas							
Garantia e seguros							
Não aplicável							
Rescisão ou extinção							
Não aplicável							
Natureza e razão para a operação							
Mútuos entre partes relacionadas para visando objetivando facilitar a gestão do caixa entre as Companhias.							
Posição contratual do emissor							
Outra							
Especificar							
Contratada							

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

Em conformidade com a Lei 6.404/76, os membros do Conselho de Administração estão proibidos de votar em qualquer assembleia ou reunião do Conselho, ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenha interesses conflitantes com os da Companhia. Adicionalmente, a administração da Companhia e todos os seus funcionários submetem-se ao Código de Conduta, o qual contém disposições visando a impedir a contratação de parentes, qualquer tomada de decisão que possa estar embasada em conflito de interesses, entre outras diretrizes ali previstas.

Concomitantemente à abertura de capital, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento especial de listagem da B3, o que obriga a adoção de práticas de governança corporativa diferenciadas, além daquelas já exigidas pela legislação vigente.

Caberá à Diretoria negociar e conduzir as Transações com Partes Relacionadas, observados os procedimentos e as regras de alçada e aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas e do Estatuto. Caberá ao Conselho de Administração aprovar as Transações com Partes Relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for menor.

As operações e negócios com partes relacionadas da Companhia são realizadas com o intuito de melhorar o seu desempenho e levam sempre em consideração o critério do melhor preço, prazo e encargos financeiros compatíveis com as práticas usuais de mercado, sendo que todos os contratos estabelecem prazos para sua efetiva realização (quitação) ou, quando de prazo indeterminado, garantem o direito de rescindi-los a exclusivo critério da Companhia, bem como taxas de juros de mercado (quando aplicável).

As transações com partes relacionadas descritas no item 16.2 observam condições estritamente comutativas, com pagamento compensatório adequado, similares àquelas que poderiam ser estabelecidas em transações com partes não relacionadas.

Adicionalmente, ainda que as transações indicadas no item 16.2 tenham ocorrido antes da aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas em vigor, para a aprovação das referidas transações, a Companhia considerou: (a) os termos da transação; (b) o interesse da parte relacionada e o impacto da aprovação da transação em sua dedicação para com a Companhia; (c) se a transação envolveu a venda de um ativo, a descrição do ativo, incluindo data de aquisição e valor contábil ou custo atribuído; (d) as potenciais contrapartes na transação; (e) o montante financeiro aproximado da transação, bem como o valor do interesse da parte relacionada; (f) eventuais provisões ou limitações impostas à Companhia como resultado da celebração da transação; (g) se a transação envolveria algum risco reputacional para a Companhia; e (h) qualquer outra informação que pudesse ser relevante para os acionistas e investidores, diante das circunstâncias da transação específica. Para uma descrição mais detalhada dessas operações, vide item 16.2 acima.

As transações celebradas com partes relacionadas são amparadas por avaliações prévias e criteriosas de seus termos, de forma que sejam realizadas em condições estritamente comutativas, observando-se preços e condições usuais de mercado. Desta forma, as transações com partes relacionadas não geram quaisquer benefícios ou prejuízos indevidos às sociedades envolvidas.

Para verificar a comutatividade das operações com partes relacionadas, a Companhia analisa a viabilidade financeira de cada operação vis-à-vis com operações semelhantes no mercado entre partes não vinculadas.

16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas

16.4 – Outras informações relevantes

Em 26 de fevereiro de 2021, a acionista PetroSantander Inc. e a Companhia celebraram um acordo de não-competição por meio do qual, por um período de 24 meses contados da data em que o Acordo de Acionistas for rescindido, conforme descrito no item 15.5 deste Formulário de Referência, a Companhia se compromete a não atuar nos mesmos negócios ou negócios similares aos desenvolvidos pela PetroSantander Inc. no território da República da Colômbia, enquanto a PetroSantander Inc. se compromete a não atuar nos mesmos negócios ou negócios similares aos desenvolvidos pela Companhia no território da República Federativa do Brasil.

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				
01/04/2021	674.941.437,37	Totalmente Integralizado	167.823.532	0	167.823.532
Tipo de capital	Capital Subscrito				
01/04/2021	674.941.437,37	Totalmente Integralizado	167.823.532	0	167.823.532
Tipo de capital	Capital Integralizado				
01/04/2021	674.941.437,37	Totalmente Integralizado	167.823.532	0	167.823.532
Tipo de capital	Capital Autorizado				
01/04/2021	2.750.000.000,00		0	0	0

17.2 - Aumentos do Capital Social

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
17/04/2018	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	17/04/2018	1.572.910,07	Subscrição particular	175.578	0	175.578	0,75000000	8,96	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.										
Forma de integralização										
Moeda corrente nacional.										
22/11/2019	Assembleia Geral Extraordinária	27/05/2019	113.440.657,96	Subscrição particular	8.349.000	16.523	8.365.523	54,11100000	13,56	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Cálculo do valor justo das ações, através do fluxo de caixa descontado.										
Forma de integralização										
Em moeda corrente nacional, à vista.										
03/02/2020	Assembleia Geral Extraordinária	30/12/2019	378.927.491,08	Subscrição particular	27.921.844	21.635	27.943.479	129,31300000	13,56	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Cálculo do valor justo das ações, através do fluxo de caixa descontado.										
Forma de integralização										
Em moeda corrente nacional, à vista.										
03/02/2020	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	03/02/2020	2.664.895,51	Subscrição particular	0	196.519	196.519	0,39800000	13,56	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.										
Forma de integralização										
Moeda corrente nacional.										
30/06/2020	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	30/06/2020	1.014.338,82	Subscrição particular	0	74.801	74.801	0,15100000	13,56	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.										
Forma de integralização										
Moeda corrente nacional.										

17.2 - Aumentos do Capital Social

Data de deliberação	Órgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
27/08/2020	Assembleia Geral Extraordinária	27/08/2020	1.967.627,90	Subscrição particular	0	142.916	142.916	0,29200000	13,77	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.

Forma de integralização Moeda corrente nacional.

17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)		Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)			
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Desdobramento						
01/04/2021	83.911.766	0	83.911.766	167.823.532	0	167.823.532

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)
22/11/2019	22/11/2019	34.481.321,19	0	0	0	10,61450000	0,00

Forma de restituição

Não aplicável

Razão para redução

Cisão parcial de ativos da Companhia.

17.5 - Outras Informações Relevantes

17.5 – Outras informações relevantes

Em 22 de novembro de 2019, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária, com quórum de instalação de 100% em primeira convocação, entre outras matérias, a cisão parcial da Companhia, com a versão da parcela cindida para sua Controlada Potiguar E&P.

A referida cisão parcial estava inserida em um projeto de reorganização societária da PetroRecôncavo e teve como principal objetivo a segregação da parcela cindida da Companhia, que passou a ser explorada separadamente pela Potiguar E&P. A operação foi realizada com solidariedade, de maneira que a PetroRecôncavo e a Potiguar E&P se tornaram igualmente responsáveis pelas obrigações da Companhia anteriores à data da operação, nos termos do artigo 233 da Lei nº 6.404/76.

Em 12/01/2021, foi realizada assembleia geral de constituição da SPE Miranga S.A. cujos acionistas são a Companhia e a a sua controlada Recôncavo E&P S.A.

18.1 - Direitos Das Ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Os acionistas possuem o direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido do exercício, diminuídos ou acrescidos, dos valores destinados à: (i) reserva legal; (ii) reserva para contingências e reversão de reservas formadas em exercícios anteriores, (iii) reversão da reserva de lucros a realizar formada em exercícios anteriores, nos termos do artigo 202, inciso II, da Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404/1976). Tal distribuição não é obrigatória no exercício que seja incompatível com a situação financeira da Companhia. No exercício em que o dividendo obrigatório superar a parcela realizada do lucro líquido do exercício, a Assembleia Geral poderá, por proposta da administração, destinar o excesso à reserva de lucros a realizar. Por deliberação Conselho de Administração, ad referendum da Assembleia Geral, a Companhia poderá pagar aos acionistas, juros sobre o capital próprio, os quais poderão ser imputados ao valor do dividendo obrigatório previsto no Estatuto Social.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Qualquer um dos acionistas da Companhia dissidente de certas deliberações tomadas em assembleia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor de suas ações, (i) com base no valor patrimonial; ou (ii) com base no valor econômico de tais ações, a ser apurado em avaliação, conforme disposto nos §§4º e 5º do art. 45 da Lei das Sociedades por Ações, sempre que tal valor for inferior ao valor patrimonial contábil constante do último balanço aprovado pela assembleia geral da Companhia. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirada poderá ser exercido, dentre outras, nas seguintes circunstâncias: (i) cisão da Companhia; (ii) redução do dividendo mínimo obrigatório da Companhia; (iii) mudança do objeto social da Companhia; (iv) fusão ou incorporação da Companhia em outra sociedade; e (v) participação da Companhia em um grupo de sociedades
Restrição a circulação	Não
Resgatável	Sim
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	Segundo o Parágrafo Sexto do Artigo 6º do Estatuto Social, a Companhia poderá, mediante deliberação do Conselho de Administração, promover o resgate de ações da Companhia, conforme aprovado em Assembleia Geral convocada especificamente para esse fim, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não há previsão no Estatuto Social sobre condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários. Conforme a Lei das S.A., nem o estatuto nem a assembleia geral poderão privar o acionista dos direitos de: (i) participar dos lucros sociais; (ii) participar do acervo da Companhia, em caso de liquidação; (iii) fiscalizar, na forma prevista na Lei, a gestão dos negócios sociais; (iv) preferência para a subscrição de ações, partes beneficiárias conversíveis em ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, observado o disposto nos arts. 171 e 172 da Lei das S.A.; e (v) retirar-se da sociedade nos casos previstos na referida lei. Qualquer um dos acionistas da Companhia dissidente de certas deliberações tomadas em assembleia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor de suas ações, com base no valor patrimonial ou no valor econômico de tais ações, a ser apurado em avaliação, conforme disposto no art. 45 da Lei das S.A.
Outras características relevantes	N/A

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

Oferta Pública de Aquisição das Ações

Nos termos do Estatuto Social e do Regulamento do Novo Mercado, 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 uma oferta pública de aquisição das ações (“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.

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.

Para os fins deste Artigo, entende-se por “controle” e seus termos correlatos o significado previsto no Artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações e no Regulamento do Novo Mercado.

Saída Voluntária do Novo Mercado

Conforme previsto no Estatuto Social e 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; (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.

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.

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

Não há exceções ou cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no Estatuto Social da Companhia.

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, uma vez que até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários admitidos à negociação. A oferta pública inicial de ações da Companhia está sendo requerida junto à CVM e à B3.

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data da apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos que não suas ações.

18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data da apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos que não suas ações.

18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação

18.6 – Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

A oferta pública inicial de ações de emissão da Companhia está sendo requerida junto à CVM e à B3. Uma vez concedido o registro, as ações de emissão da Companhia serão admitidas à negociação no segmento Novo Mercado da B3.

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, uma vez 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:

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição

18.9 – Ofertas públicas de distribuição

Não aplicável, uma vez que nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente, não foi realizada, pela Companhia ou por terceiros, incluindo controladores, sociedades coligadas e controladas, nenhuma oferta pública de distribuição de valores mobiliários de emissão da Companhia.

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

18.10 – Destinação de recursos de ofertas públicas

Não aplicável, uma vez que a Companhia não realizou, nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente, ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários.

18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição

18.11 – Ofertas Públicas de Aquisição

Não aplicável, uma vez que a Companhia não realizou, nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente, ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

18.12 – Outras informações relevantes – Val. Mobiliários

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 18 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possuía planos de recompra nos últimos 3 (três) exercícios sociais, bem como no exercício social corrente.

19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que não houve movimentação de valores mobiliários da Companhia mantidos em tesouraria.

19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria

19.3 – Outras Informações Relevantes – recompra / tesouraria

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 19 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários

Data aprovação	23/02/2021
Órgão responsável pela aprovação	Conselho de Administração
Cargo e/ou função	Acionistas controladores, membros do Conselho de Administração, da Diretoria, do Conselho Fiscal (quando instalado), do Comitê de Auditoria e de quaisquer outros órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, as sociedades controladas e coligadas da Companhia e, conforme identificação realizada pelo Diretor de Relações com Investidores, quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição no Controlador, nas Controladas ou nas Coligadas, tenha ou possa vir a ter acesso a ato ou fato relevante, incluindo empregados, colaboradores ou outros acionistas da Companhia, bem como terceiros que, em razão de relação comercial, profissional ou de confiança com a Companhia, tais como auditores independentes, analistas de valores mobiliários, consultores e instituições integrantes do sistema de distribuição.

Adicionalmente, também afeta as Pessoas Ligadas, conforme definido na Política de Negociação.

Principais características e locais de consulta

A Política de Negociação visa estabelecer regras, procedimentos e diretrizes para assegurar a observância de boas práticas na negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia, bem como esclarecer regras que deverão ser observadas pelo Diretor de Relações com Investidores e demais Pessoas Vinculadas à Política de Negociação relacionadas à divulgação e à manutenção de sigilo acerca de Informações Relevantes, buscando contribuir para o cumprimento das leis e regras que coíbem a prática de insider trading.

As regras da Política de Negociação também definem períodos nos quais determinadas pessoas deverão abster-se de negociar valores mobiliários de emissão da Companhia, de modo a evitar qualquer questionamento ou suspeição com relação ao uso indevido de informações privilegiadas e informações relevantes não divulgadas ao público.

As Pessoas Vinculadas à Política de Negociação devem zelar para que as regras da Política sejam cumpridas por pessoas que estejam sob sua influência, incluindo (i) o cônjuge; (ii) os dependentes incluídos em sua declaração de ajuste anual do imposto sobre a renda; e (iii) sociedades controladas direta ou indiretamente pelas Pessoas Vinculadas à Política de Negociação.

As Pessoas Vinculadas à Política de Negociação que descumprirem qualquer disposição constante na Política de Negociação, além das eventuais penalidades legais, obrigam-se a ressarcir a Companhia e/ou outras Pessoas Vinculadas, integralmente e sem limitação, de todos os prejuízos que a Companhia e/ou outras Pessoas Vinculadas venham a incorrer e que sejam decorrentes, direta ou indiretamente, de tal descumprimento, podendo ainda a Companhia, a seu exclusivo critério, adotar quaisquer medidas corretivas e/ou disciplinares sancionatórias frente aos infratores, incluindo demissão por justa causa.

A definição de "Informação Relevante" consta na Política de Negociação, em linha com o previsto na Instrução CVM nº 358/02.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização As Pessoas Vinculadas deverão abster-se de realizar quaisquer negociações, direta ou indiretamente, com valores mobiliários nos casos previstos abaixo, nos termos da Instrução CVM nº. 358/02: (i) antes da divulgação ao mercado de Informação Relevante, de que tenham conhecimento, relacionado aos negócios da Companhia; (ii) tratando-se de Administradores, quando se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de fatos relevantes originados durante seu período de gestão, e até: (i) o encerramento do prazo de 6 (seis) meses contado da data de seu afastamento; ou (ii) a divulgação ao público do respectivo fato relevante, o que ocorrer primeiro; (iii) quando tomarem conhecimento de intenção da Companhia de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária; (iv) em relação aos controladores e Administradores, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de valores mobiliários pela própria Companhia, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se tiver sido outorgada opção ou mandato para esta finalidade; (v) no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação ITR e DFP, e no próprio dia da divulgação antes que se torne pública, conforme exigido pela CVM; e (vi) nos Períodos de Bloqueio fixados pelo Diretor de Relação com Investidores. Ainda, são vedadas: (i) a realização de operações no mercado de empréstimo de títulos de emissão da Companhia por Pessoas Vinculadas; e (ii) a negociação, a qualquer tempo, de instrumentos derivativos de qualquer espécie referenciados em valores mobiliários incluindo as operações que sejam negociadas a termo, mercados futuros, por meio de opções de compra e venda e/ou swaps, dentre outros, que derivem, integral ou parcialmente, do valor dos valores mobiliários de emissão da Companhia pelos Administradores

20.2 - Outras Informações Relevantes

20.2 – Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes além das constantes desse Formulário de Referência

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

Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante (“Política de Divulgação”), a qual está descrita no item 21.2 deste Formulário de Referência, foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 1º de abril de 2021.

Além disso, para assegurar que as regras sobre divulgação de informações constantes na Política de Divulgação sejam cumpridas, é exigido que cada uma das pessoas que deverão observar as suas disposições assine um termo de adesão, por meio do qual se dão por cientes de seus termos e se comprometem a cumpri-los em sua integridade.

Adicionalmente, de acordo com a legislação em vigor, em especial a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“Lei das Sociedades por Ações”), e a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 358, de 3 de janeiro de 2002 conforme alterada (“Instrução CVM 358”), toda e qualquer companhia de capital aberto deve, como regra geral, apresentar à CVM e à B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão (“B3”) determinadas informações periódicas, tais como informações financeiras trimestrais e demonstrações financeiras anuais acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes, bem como arquivar junto à CVM e à B3 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.

A Instrução CVM 358 disciplina, ainda, regras a respeito da divulgação e do uso de informações sobre os Atos ou Fatos Relevantes (conforme abaixo definidos), inclusive, mas não se limitando a, o que se refere à divulgação de informações relativas à negociação e a aquisição de títulos emitidos pelas companhias de capital aberto. Enquadram-se no conceito de Ato ou Fato Relevante as decisões tomadas pelos acionistas controladores, 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: (i) a cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados; (ii) a decisão dos investidores de negociarem e/ou manterem tais valores mobiliários; ou (iii) a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados.

A Instrução CVM 358 dá exemplos de Atos ou Fatos Relevantes e inclui outras hipóteses que dão origem à obrigação, pela companhia aberta, de enviar Atos ou Fatos Relevantes à CVM, por meio do sistema Empresas.Net fornecido pela CVM e pela B3, bem como divulgá-los ao mercado em geral. A Companhia faz a divulgação, ainda, por meio de portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibiliza, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade, conforme detalhado no item 21.2 a seguir.

Ademais, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento especial de listagem de governança corporativa da B3 que, adicionalmente à legislação e às normas da CVM aplicáveis, contempla regras de divulgação mais rigorosas e amplia as informações a serem divulgadas pelas companhias abertas que adotem tais práticas diferenciadas de governança corporativa.

Em vista das normas legais, regulamentares e da B3 aplicáveis, a Política de Divulgação da Companhia prevê que a guarda de sigilo pressupõe, entre outros cuidados adicionais, não discutir a Informação Relevante (informação relativa a Ato ou Fato Relevante e que ainda não tenha sido divulgada ao público investidor) em lugares públicos ou na presença de terceiros, ainda que se possa esperar que referido terceiro não possa intuir o significado da conversa;

É obrigação das pessoas sujeitas à Política de Divulgação assegurar que a divulgação de informações pela Companhia seja correta, completa, tempestiva e desenvolvida por meio dos administradores incumbidos dessa função, na forma prevista na política e na regulamentação aplicável.

Sempre que houver dúvida a respeito da caracterização de informação como Informação Relevante, as pessoas obrigadas pela Política de Divulgação devem entrar em contato com o departamento de Relações com Investidores da Companhia, submetido ao Diretor de Relações com Investidores, a fim de esclarecer a referida dúvida.

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 Companhia adota uma Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 1º de abril de 2021, nos termos da legislação e regulamentos vigentes.

Obrigações perante o Diretor de Relações com Investidores: Qualquer Pessoa Vinculada que tenha conhecimento de atos ou fatos que possam configurar Informação Relevante deverá proceder à comunicação imediata ao Diretor de Relações com Investidores, de forma a garantir a imediata divulgação da Informação Relevante, ou diretamente à CVM, se o Diretor de Relações com Investidores permanecer inerte ao dever de comunicar. Caso qualquer Pessoa Vinculada verifique que uma Informação Relevante ainda não divulgada ao público escapou ao controle da Companhia ou, ainda, na situação em que um Ato ou Fato Relevante ainda não tenha sido divulgado, tenha ocorrido oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários, tais fatos deverão ser imediatamente comunicados à Companhia, na pessoa do Diretor de Relações com Investidores.

Responsabilidade em Caso de Omissão: Quaisquer violações à política verificadas pelas Pessoas Vinculadas deverão ser comunicadas imediatamente à Companhia, na pessoa do Diretor de Relações com Investidores, sem prejuízo das sanções cabíveis nos termos da legislação vigente.

Quando Informar e Divulgar – Prazos: A divulgação ao público de Ato ou Fato Relevante deverá ocorrer, sempre que possível, previamente ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores localizadas no País ou no exterior, e preferencialmente após o encerramento de tais negócios. Caso seja imperativo que a divulgação de Ato ou Fato Relevante ocorra durante o horário de negociação, o Diretor de Relações com Investidores deverá solicitar, sempre simultaneamente às Bolsas de Valores, a suspensão da negociação dos Valores Mobiliários, pelo tempo necessário à adequada disseminação da informação relevante, observados os procedimentos previstos nos regulamentos editados pelas Bolsas de Valores sobre o assunto.

Formas de Divulgação – Jornais e Internet: A divulgação de Ato ou Fato Relevante envolvendo a Companhia deverá dar-se por meio de (i) da página na rede mundial de computadores do portal de notícias Portal Neo1 (www.portalneo1.net/); (ii) da página na rede mundial de computadores da Companhia (www.petroreconcavo.com.br); (iii) do sistema de envio de Informações Periódicas e Eventuais da CVM (Sistema IPE); e (iv) da página na rede mundial de computadores das Bolsas de Valores onde os valores mobiliários da Companhia sejam admitidos à negociação. A Companhia poderá, adicionalmente, mas não de forma obrigatória, realizar a divulgação de Ato ou Fato Relevante por meio de publicação nos jornais de grande circulação habitualmente por ela utilizados, podendo o anúncio conter a descrição resumida da Informação Relevante, desde que indique endereço na Internet onde esteja disponível a descrição completa da Informação Relevante, em teor no mínimo idêntico ao texto enviado à CVM, à B3 e a outras entidades, conforme aplicável.

Informações Privilegiadas e o Dever de Sigilo: As Pessoas Vinculadas devem guardar sigilo acerca de Informações Relevantes que ainda não tenham sido divulgadas, às quais tenham acesso em razão do cargo ou posição que ocupam, até que tais Informações Relevantes sejam divulgadas ao público, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam. As Pessoas Vinculadas não devem discutir Informações Relevantes em lugares públicos. Da mesma forma, as Pessoas Vinculadas somente deverão tratar de assuntos relacionados à Informação Relevante com aqueles que tenham necessidade de conhecer a Informação Relevante. É vedado às Pessoas Vinculadas fornecer ou comentar na mídia, por qualquer meio de comunicação, inclusive pela internet ou redes sociais, qualquer Informação Privilegiada a qual tenham obtido acesso em razão do cargo ou posição que ocupam até sua divulgação ao público, bem como realizar qualquer manifestação pública a respeito de notícias publicadas pela imprensa sobre questões tratadas em reuniões dos órgãos da Administração ou de qualquer unidade administrativa da Companhia, que não tenham sido objeto de prévio pronunciamento oficial por intermédio do Diretor de Relações com Investidores. O dever de sigilo previsto na Política de Divulgação se aplica também aos ex-Administradores e ex-membros do Conselho Fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados ou que venham a ser criados por disposição estatutária, que tenham se afastado

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

antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, e se estenderá até a divulgação, pela Companhia, do Ato ou Fato Relevante ao mercado em geral.

Exceção à Regra de Divulgar: Os atos ou fatos que constituam Informação Relevante poderão, excepcionalmente, deixar de ser divulgados, se a sua revelação puder colocar em risco o interesse legítimo da Companhia. A Companhia poderá optar por submeter à apreciação da CVM a questão acerca da divulgação de Informação Relevante que possa colocar em risco seu interesse legítimo. Sempre que uma Informação Relevante ainda não divulgada ao público escape ao controle da Companhia ou, na situação em que uma Informação Relevante ainda não tenha sido divulgada, caso se verifique que ocorreu oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários, o Diretor de Relações com Investidores deverá providenciar para que a Informação Relevante seja imediatamente divulgada à CVM, às Bolsas de Valores e ao mercado em geral. Na hipótese de não divulgação de Ato ou Fato Relevante por decisão dos Controladores ou Administradores, estes, em caso de a informação escapar ao controle ou ocorrer oscilação atípica, ficam obrigados a realizar a divulgação pertinente diretamente ou por meio do Diretor de Relação com Investidores.

Solicitação de Manutenção de Sigilo junto à CVM: Os Administradores e Acionistas Controladores poderão submeter à CVM a sua decisão de, excepcionalmente, manter em sigilo Atos ou Fatos Relevantes cuja divulgação entendam configurar manifesto risco a legítimos interesses da Companhia.

Canais de Comunicação Utilizados para Disseminação da Política: A divulgação da Política ocorre não somente pelos sites em que se encontra disponível - nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br - mas também através dos canais internos da Companhia, por meio de e-mails de comunicação interna.

Locais onde esta política pode ser consultada: A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante está disponível para consulta nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br.

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 Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia possui a responsabilidade primária pela comunicação e divulgação à CVM e, se for o caso, à Bolsa de Valores e a entidade do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários sejam admitidos à negociação, de ato ou fato relevante envolvendo a Companhia. Compete, ainda, ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores zelar pela execução e acompanhamento da Política de Divulgação.

As Pessoas Relacionadas, por sua vez, deverão prontamente comunicar qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores que, observada a Política de Divulgação e a regulamentação aplicável, poderá promover a sua divulgação.

21.4 - Outras Informações Relevantes

21.4 – Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevante em relação ao item 21 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.