

Índice

1. Atividades do emissor	
1.1 Histórico do emissor	1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas	4
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais	32
1.4 Produção/Comercialização/Mercados	33
1.5 Principais clientes	58
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal	59
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior	74
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira	75
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)	76
1.10 Informações de sociedade de economia mista	80
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante	81
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital	82
1.13 Acordos de acionistas	83
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios	84
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas	85
1.16 Outras informações relevantes	86
2. Comentário dos diretores	
2.1 Condições financeiras e patrimoniais	94
2.2 Resultados operacional e financeiro	112
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases	114
2.4 Efeitos relevantes nas DFs	115
2.5 Medições não contábeis	116
2.6 Eventos subsequentes as DFs	120
2.7 Destinação de resultados	122
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs	125
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados	126
2.10 Planos de negócios	127
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional	130
3. Projeções	
3.1 Projeções divulgadas e premissas	131
3.2 Acompanhamento das projeções	132

Índice

4. Fatores de risco	
4.1 Descrição dos fatores de risco	133
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco	194
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado	201
4.4 Processos não sigilosos relevantes	205
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes	207
4.6 Processos sigilosos relevantes	208
4.7 Outras contingências relevantes	209
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado	212
5.2 Descrição dos controles internos	221
5.3 Programa de integridade	223
5.4 Alterações significativas	227
5.5 Outras informações relevantes	228
6. Controle e grupo econômico	
6.1/2 Posição acionária	229
6.3 Distribuição de capital	232
6.4 Participação em sociedades	233
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico	234
6.6 Outras informações relevantes	235
7. Assembleia geral e administração	
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	238
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	242
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração	243
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal	247
7.4 Composição dos comitês	258
7.5 Relações familiares	268
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle	270
7.7 Acordos/seguros de administradores	272
7.8 Outras informações relevantes	273
8. Remuneração dos administradores	
8.1 Política ou prática de remuneração	278

Índice

8.2 Remuneração total por órgão	286
8.3 Remuneração variável	290
8.4 Plano de remuneração baseado em ações	292
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)	300
8.6 Outorga de opções de compra de ações	301
8.7 Opções em aberto	304
8.8 Opções exercidas e ações entregues	305
8.9 Diluição potencial por outorga de ações	306
8.10 Outorga de ações	307
8.11 Ações entregues	309
8.12 Precificação das ações/opções	310
8.13 Participações detidas por órgão	312
8.14 Planos de previdência	313
8.15 Remuneração mínima, média e máxima	314
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização	316
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração	317
8.18 Remuneração - Outras funções	318
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada	319
8.20 Outras informações relevantes	321
9. Auditores	
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração	322
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores	323
9.4 Outras informações relevantes	325
10. Recursos humanos	
10.1A Descrição dos recursos humanos	326
10.1 Descrição dos recursos humanos	328
10.2 Alterações relevantes	329
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados	330
10.4 Relações entre emissor e sindicatos	331
10.5 Outras informações relevantes	332
11. Transações com partes relacionadas	
11.1 Regras, políticas e práticas	333

Índice

11.2 Transações com partes relacionadas	336
11.2 Itens 'n.' e 'o.'	339
11.3 Outras informações relevantes	341
12. Capital social e Valores mobiliários	
12.1 Informações sobre o capital social	342
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras	343
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	345
12.4 Número de titulares de valores mobiliários	346
12.5 Mercados de negociação no Brasil	347
12.6 Negociação em mercados estrangeiros	348
12.7 Títulos emitidos no exterior	349
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas	350
12.9 Outras informações relevantes	351
13. Responsáveis pelo formulário	
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE	352
13.1 Declaração do diretor presidente	353
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores	354
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual	

1.1 Histórico do emissor

1.1 Histórico do emissor

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	30/04/2021

A PetroReconcavo 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 PetroReconcavo 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 PetroReconcavo 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 PetroReconcavo celebrou um Contrato de Produção com a Petrobras, que lhe permitiu 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) do Polo BTREC e colocados em operação uma série de poços que contribuíram no aumento da produção do referido Polo, anteriormente detido por sua subsidiária Recôncavo E&P S.A, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo 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, fraturamento 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

1.1 Histórico do emissor

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, à época, de 34 (trinta e quatro) – sendo 30 (trinta) integralmente detidas pela Petrobras e adquiridas pela Companhia e 4 (quatro) detidas pela Petrobras em parceria com Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, e Partex Brasil Ltda (atual Mandacaru Energy) - concessões 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. A Adjudicação do objeto e homologação da licitação, a qualificação de subsidiária (Potiguar E&P), pagamento do bônus, o envio do comprovante e assinatura do contrato de concessão pela Companhia já foram concluídos.

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 Subaúma, São Pedro e Sesmaria, que constituem o Polo Remanso. Também no programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, em 24 de fevereiro de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária SPE Miranga S.A., àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo 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.

Em 05 de Maio de 2021, a Companhia realizou a sua abertura de capital através de Oferta Pública de Ações e listagem no Novo Mercado da B3.

Em 07 de dezembro de 2021, a Companhia assumiu as operações dos nove campos que compõem o Polo Miranga, através da subsidiária SPE Miranga S.A., àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A..

No dia 23 de dezembro de 2021, a Companhia assumiu, como concessionária, as operações do conjunto de 12 (doze) campos terrestres de exploração e produção de petróleo e gás natural, denominados Polo Remanso, no Estado da Bahia.

Em 2022, a Companhia realizou uma oferta pública de distribuição de ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia ("Ações"). Foram emitidas 44.000.000 novas Ações de emissão da Companhia a R\$23,50, equivalendo-se ao montante de R\$1.034.000.000,00.

1.1 Histórico do emissor

Em 02 de setembro de 2022, o Conselho de Administração da Companhia se reuniu para tomar conhecimento da proposta de reorganização societária envolvendo a incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias SPE Miranga S.A., Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P S.A., bem como a liquidação (por meio de dissolução) da Reconcavo America LLC ("Reorganização").

Em 27 de dezembro de 2022, o "*Quota Purchase Agreement*" foi celebrado entre a Companhia e os sócios da Maha Energy Brasil Ltda. ("Maha Brasil"), com o propósito de regular os termos e condições da aquisição da totalidade do capital social da Maha Brasil pela Companhia ("QPA" e "Operação", respectivamente). A Maha Brasil possuía participação em 6 (seis) contratos de concessão, os quais abrangiam o Campo de Tartaruga (75% de participação, em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras), localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo (100% de participação).

A PetroReconcavo apresenta, portanto, mais de 23 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.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

1.2 Descrição das atividades principais do emissor e suas controladas

Visão Geral

A PetroReconcavo 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 e três 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.

Somos um dos líderes do setor, possuímos 170,8 MMboe de reservas brutas de participação da Companhia 2P (Provadas mais Prováveis) certificadas pela Netherland Sewell & Associates, Inc. (NSAI) em relatórios publicado em 14 de Março de 2023, com data base de 31 de dezembro de 2022. Contamos com relevante experiência no setor de óleo e gás, além da capacidade e capacitação para explorar novos ativos e também as futuras oportunidades, sejam elas novas aquisições ou potenciais contratos para operar novos polos, incluindo polos não detidos pela Companhia.

Nosso modelo de negócios baseia-se na compra (ou na prestação de serviços de operação) de concessões de campos onshore maduros, com foco na operação de forma mais eficiente, revitalização e extensão de reservas, se possível, por décadas. Adquirimos – e pretendemos continuar a adquirir – reservas maduras, que ainda possuem alto potencial de exploração.

Buscamos o desenvolvimento orgânico de nossa produção e os números, ao longo desse período, refletem o nosso posicionamento no novo mercado do gás natural. Continuamos avançando na criação das condições de acesso às infraestruturas essenciais de escoamento e processamento de gás natural, mediante a contratação de serviços na modalidade de “tolling” que nos permite acessar diretamente o mercado nacional de gás. Em 2022, além de firmarmos novos contratos para comercialização de seus produtos processados de Gás Natural com as empresas Shell, Origem e Unigel, marcando a entrada da Companhia no mercado livre de gás, ampliamos nossa entrega a importantes Companhias Distribuidoras de Gás no Nordeste brasileiro, como a Cegás, Bahiagás, Sergas, Potigas e Pbgás.

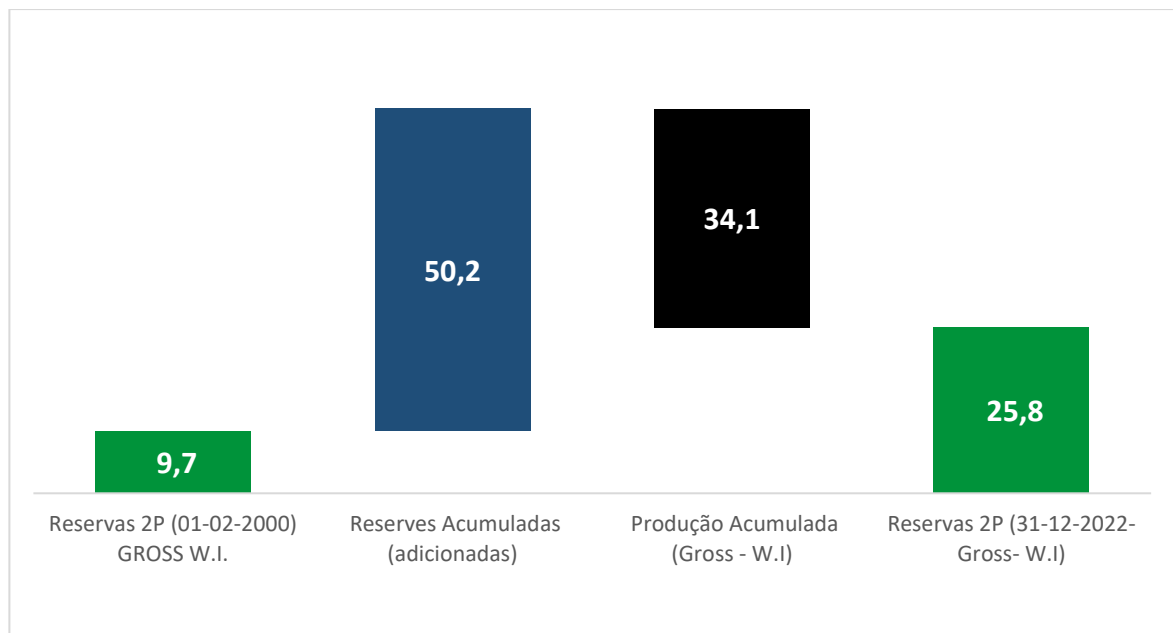
Acreditamos que nosso modelo de negócios verticalizado é um diferencial competitivo sustentável no mercado. Com mais de 1.200 colaboradores ao final de 2022, nós entendemos ser o maior operador independente de petróleo em terra, com representatividade sobre a produção de petróleo e gás natural onshore 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 otimizando o 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 23 anos de operação completos na bacia do Recôncavo, as nossas reservas brutas 2P (working interest) (reservas provadas mais prováveis) passaram de 9,7 milhões de barris de óleo equivalente(BOE) em fevereiro de 2000 para 25,8 milhões de boe em dezembro de 2022, de acordo com os relatórios de reserva da Ryder Scott e Netherland, Sewell & Associates, Inc.(NSAI), respectivamente, sendo que nesse mesmo período a produção acumulada foi de cerca de 34,1 milhões de BOE. Isso significa que conseguimos adicionar 50,2 milhões de BOE desde que assumimos a operação na bacia do Recôncavo – um aumento superior a 5,2 vezes o montante inicial.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

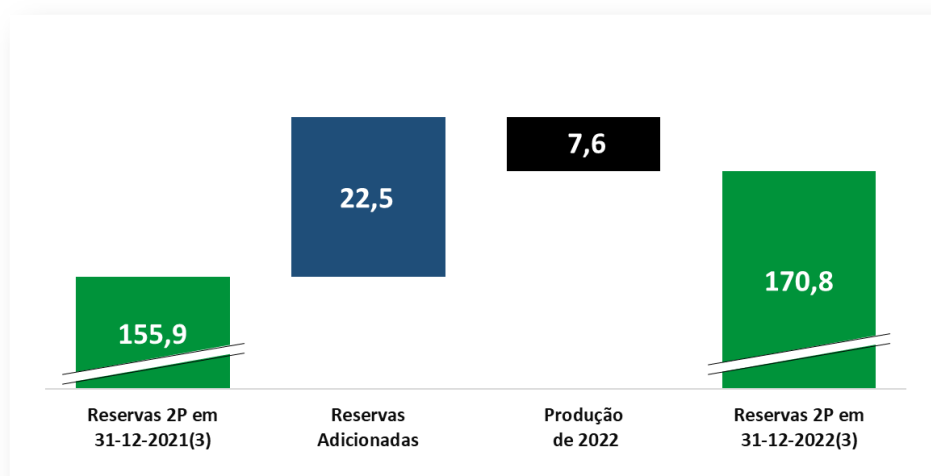
Gráfico 1 - Reservas e Produção Brutas (working interest) do Polo Remanso (MMboe)



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 12/2022.

Já no último ano de operação, nossas reservas brutas (working interest) consolidadas passaram de um total de 155,9 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) 2P+2C (reservas provadas mais prováveis e melhor estimativa de recursos contingentes) em dezembro de 2021, para 170,8 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) 2P (reservas provadas mais prováveis) em dezembro de 2022, de acordo com os relatórios de reserva da NSAI. A produção acumulada no ano de 2022 foi de cerca de 7,6 milhões de BOE. Isso significa que conseguimos adicionar reservas 2P de 22,5 milhões de BOE, um aumento líquido de 14,9 milhões de BOE, que representa uma Taxa de Reposição de Reservas (RRR - Reserves Replacement Ratio) de 3,0x.

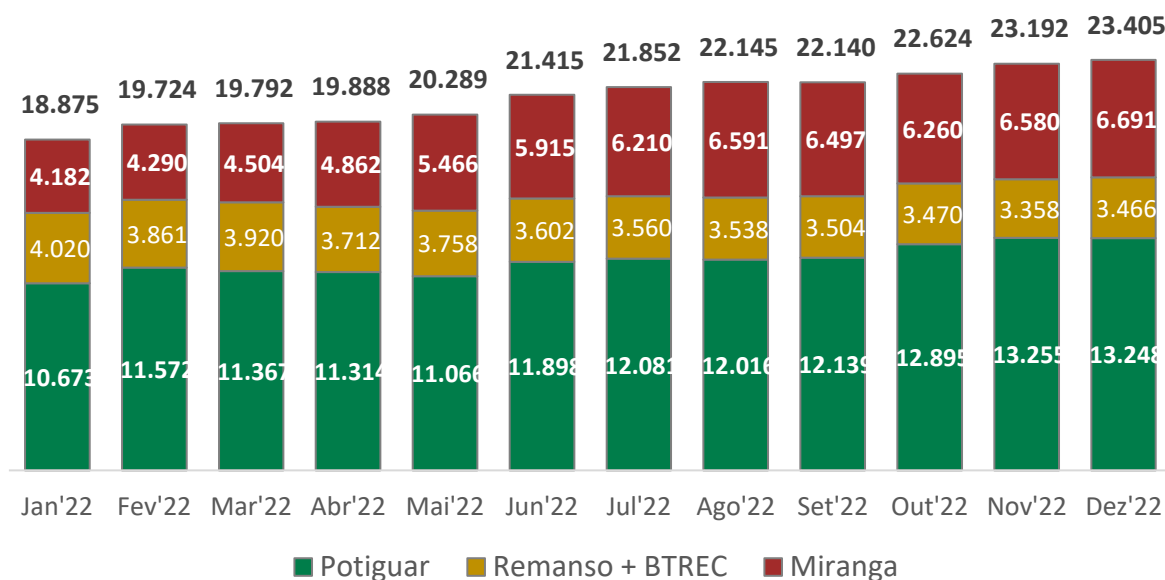
Gráfico 2 – Reservas e Produção WI Grupo PetroRecôncavo (MMboe)



Não obstante, a Companhia segue registrando um crescimento robusto, consistente e sustentável. Em 2022, registramos uma produção que superou 23 mil barris de óleo equivalente por dia no quarto trimestre e 21,3 mil BOED no consolidado do ano, uma marca que representa um crescimento de 72% na comparação anual. Tivemos também um aumento de produção desde o nosso IPO e resultados quase imediatos, com reativações rápidas de poços, abertura de novas zonas e da nossa campanha de perfuração. Vemos ainda oportunidade substancial de perfuração em mais de 500 locações 2P (reservas provadas mais prováveis).

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

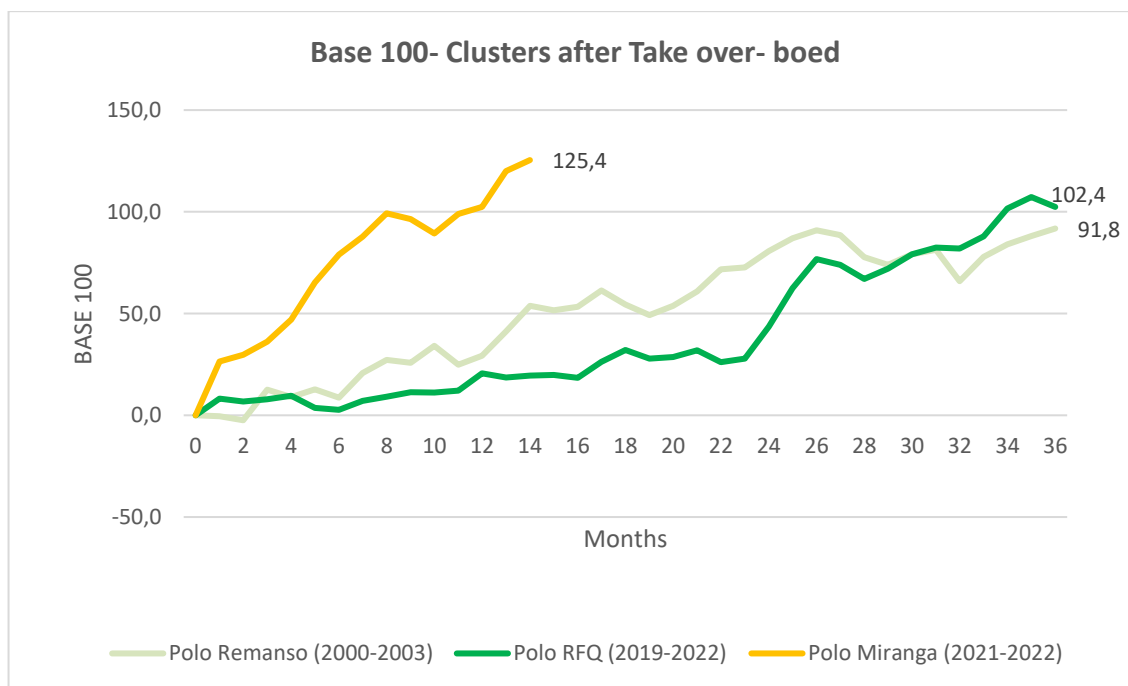
Gráfico 3 –Produção de titularidade da Companhia (Working Interest) –Óleo e Gás (boed)



Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP, Produção Ajustada da Companhia

No histórico da Companhia, fomos capazes de realizar um incremento significativo na produção nos primeiros 3 anos de operação, conforme demonstra o grafico abaixo, construido em base percentual de crescimento.

Gráfico 4 – Evolução da produção bruta em barris de oleo equivalente em Campos operados pela PetroRecôncavo – em base 100



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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Board ("IASB") não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida Líquida/EBITDA não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia.

(8) Volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1.000 m³ de gás equivale a 6,2897 barril de óleo equivalente (boe).

(9) 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 período. No segundo trimestre de 2020, devido à pandemia da Covid-19, a Companhia efetuou redução de atividades não-críticas, ocasionando na redução de custos naquele período.

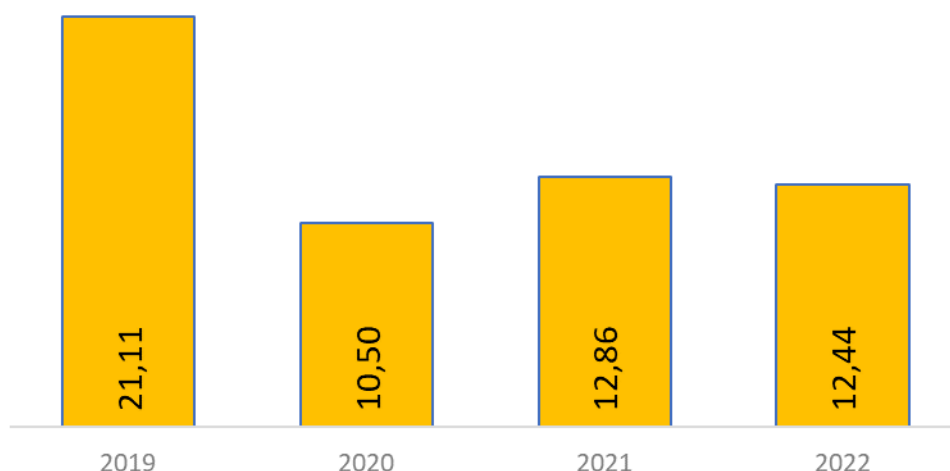
(10) A taxa de câmbio média do período corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

(11) 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 período, dividido pela taxa de câmbio média do período.

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

O custo médio de produção por boe do ano de 2022, apresentado na tabela acima, foi de US\$12,44/boe, representando uma redução de 3,3% quando comparado ao ano de 2021. O gráfico abaixo demonstra a evolução desse indicador, desde o ano de 2019:

Gráfico 5 - Custo médio de produção por boe



A Companhia possui receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas, especialmente com sua subsidiária integral SPE Tiêta LTDA, bem como seus acionistas, Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. e empresas do grupo econômico da PetroSantander LuxembourgHoldings S.à.r.l.

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 participamos da quarta, sexta e nona Rodadas de licitações da ANP. Nesta oportunidade adquirimos 100% dos direitos sobre áreas que viriam a se tornar cinco concessões próprias, por nós operadas na mesma bacia, correspondendo aos 5 campos do Polo BTREC.

Os resultados que alcançamos 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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

da operação de campos maduros nas bacias onshore, abrindo espaço para operadores independentes, resultando no desenvolvimento de um novo ciclo na indústria.

Em 2019, impulsionados pelas novas oportunidades surgidas neste novo ciclo, com a liberalização do setor e do programa de desinvestimentos da Petrobras, adquirimos o Polo Riacho da Forquilha, primeiro ativo onshore deste programa. No momento da aquisição o Polo era composto por 34 campos na Bacia Potiguar no estado do Rio Grande do Norte. Esta aquisição resultou no aumento significativo do nosso potencial de produção e reservas.

A Companhia assumiu as operações dos 9 (nove) campos do Polo Miranga em 07 de dezembro de 2021. Logo em seguida, em 23 de dezembro de 2021, concluímos a aquisição das operações dos 12 (doze) campos terrestres do Polo Remanso. Estes dois Polos, juntamente com a operação dos 5 (cinco) campos do Polo BTREC, compõem o Ativo Bahia e passam integrar os ativos operados pela Companhia. Em dezembro de 2021, nós operávamos 58 concessões, éramos sócios de mais 1 concessão operada por terceiros (Cardeal, atualmente operada pela Mandacaru Energy (antiga Partex), sendo 50% pertencentes à Mandacaru Energy Ltda. e 50% à Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., e havíamos adquirido um bloco exploratório, tudo isso em duas das bacias mais significativas do onshore brasileiro, onde detemos, consoante dados de 31 de dezembro de 2022, cerca de 170,8 milhões de barris de óleo equivalente em reservas brutas de participação (working interest) provadas e prováveis (2P), 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 deste Formulário de Referência.

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia operava 24 Campos de Petróleo e Gás Natural no Estado da Bahia. O portfólio foi construído a partir das aquisições dos Polos Remanso e Miranga junto a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, concretizadas em dezembro de 2021 e do Polo BTREC, adquirido através de Rodadas de Licitações da ANP.

Com a aquisição da Maha Energy Brasil, anunciada no final de 2022 e concluída em fevereiro de 2023, a Companhia passou a operar 59 concessões de petróleo e gás natural e passou a deter direitos sobre os contratos de concessão de 6 blocos exploratórios, além de participação em uma concessão operada por terceiros.

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. Além disso, para o ano de 2022 foi concedida a redução de royalties para campos de empresas de pequeno e médio porte conforme estabelecido pela Resolução 04/2020 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e regulamentada pela Resolução ANP nº 853 de 27 de setembro de 2021. De acordo com a regulamentação, empresas enquadradas como médio porte fazem jus a redução da alíquota de royalties para 7,5%. Em 2020, as propriedades da Companhia produziram volume médio anualizado inferior a 10.000 barris de óleo equivalente por dia (boed). Como a Companhia produziu volumes anualizados médios superiores a 10.000 boed de petróleo ou gás natural, a alíquota originalmente prevista nos contratos de concessão será reestabelecida.

Oportunamente a Companhia acompanha a evolução da regulamentação da Resolução da ANP nº 877, de 16 de maio de 2022, que dispõe sobre o enquadramento de campos marginais para campos terrestres que obedeçam os seguintes critérios: a) produção total de até 900 barris de óleo equivalente por dia (boed); b) produção total de até 1.800 boed para campos de gás natural; c) produção total de até 1.350 boed e grau API inferior a 22; ou, d) BSW superior a noventa e oito por cento. Baseando-se nessa resolução em 5 de agosto de 2022 a Reunião de Diretoria Colegiada da ANP nº 1097 aprovou o resultado da primeira análise de enquadramento de campos de petróleo e gás natural que apresentam economicidade ou produção marginal. Também foi estabelecido que a alíquota de royalties a ser aplicada

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

sobre campos marginais será a aliquota mínima prevista por lei.

Em relação ao Novo Mercado do Gás, em 2021 a Companhia assinou 3 contratos com distribuidoras estaduais para fornecimento de gás natural processado, a partir de 01 de janeiro de 2022.

Em 31 de julho de 2021, a subsidiária Potiguar E&P S.A., àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., foi vencedora do processo de Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022/2023 da POTIGÁS, tendo posteriormente, em 29 de setembro de 2021, assinado contrato com duração de dois anos para entrega de 236 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro de 2022.

A subsidiária Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., também assinou o contrato de compra e venda para suprimento de gás natural da Companhia Paraibana de Gás – PBGÁS em 13 de dezembro de 2021. O contrato tem duração de dois anos e prevê a entrega de 80 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro de 2022 e 100 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro de 2023.

A Companhia seguiu com a sua estratégia de otimização da monetização da sua produção de gás natural e assinou pela, SPE Miranga S.A., em 23 de dezembro de 2021, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., o contrato de compra e venda para suprimento de gás natural da Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás para a venda de gás natural proveniente dos campos dos Polos Miranga e Remanso, que compõem o Ativo Bahia. O Contrato prevê a entrega de um volume inicial de 400.000 m³/dia de gás natural e um incremento da quantidade diária contratada para suportar a curva de produção prevista para os ativos. O contrato tem vigência a partir da data de sua assinatura e seu término ocorrerá no prazo de 5 (cinco) anos contados a partir da data de início de fornecimento.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia e a SPE Miranga S.A., àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., assinaram Contrato de Compra e Venda de Gás Natural – Contrato Swap Venda, com a Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras”) para a venda, pela Petrobras, do gás natural processado produzido em todos os campos dos Polos Remanso e Miranga para a Companhia, na saída da Unidade de Tratamento de Gás de Catu (“UTG Catu”). Na prática, o Contrato Swap possibilitou a antecipação do acesso às infraestruturas necessárias para a comercialização da produção de gás natural e derivados líquidos no Estado da Bahia, de forma independente, a partir do dia 01 de janeiro de 2022.

A partir de 01 de janeiro de 2023 passou a vigorar um novo contrato de SWAP que alterou as tarifas de escoamento e processamento, bem como, a partir de 09 de janeiro, o modelo de cálculo dos rendimentos dos produtos processados, que passou a adotar a medição dos volumes por produto, por operador em substituição ao modelo anterior que considerava valores fixos contratuais. A Companhia firmou contrato definitivo para escoamento e processamento do gás natural em moldes semelhantes ao contrato firmado pela controlada Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., para acesso à UPGN Guamaré, encerrando o Contrato de Swap em 28 de fevereiro de 2023. A partir dos novos contratos de processamento e escoamento, vigentes a partir de 01 de março de 2023, a Companhia possui a ter direitos à comercialização do C3+ produzido na planta.

Ressalta-se ainda que a Companhia já havia celebrado os contratos de transporte de gás natural junto à Transportadora Associada de Gás S.A. (“TAG”) que permite o transporte do gás natural a partir da UTG Catu até os pontos de entrega (city gates) determinados pela Companhia de Gás da Bahia (“Bahiagás”), bem como obtido as autorizações regulatórias e tributárias que eram as condições suspensivas para início do fornecimento. Com isso, a partir de 01 de janeiro de 2022, a Companhia e, àquela data, sua subsidiária SPE Miranga, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., iniciam o fornecimento, para a Bahiagás conforme condições contratadas.

Ao decorrer do ano de 2022, a Companhia avançou com a assinatura de novos contratos para fornecimento de gás natural da PetroReconcavo e suas controladas, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., para distribuidoras estaduais de gás do Nordeste brasileiro e para consumidores do mercado livre de gás, bem como a comercialização de sua produção de líquidos processados de gás natural. Alinhado à estratégia e visando flexibilidade comercial, a Companhia assinou contratos de compra e venda de gás natural com a Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás, na modalidade interruptível, Companhia de Gás do Ceará – Cegás, Galp,

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

TAG, Unigel, Shell, Origen e nosso primeiro contrato com vigência de 10 (dez) anos com a Sergas - Sergipe Gás S/A. Além da distribuição do gás natural, a Companhia firmou novos contratos para comercialização de seus produtos processados de Gás Natural, como o GLP e o C5+. Comercializamos o GLP para Supergasbras, Ultragaz e com a Nacional Gás Butano, tendo efetuado a primeira venda ainda no mês de abril de 2022, já o C5+ (condensado - nafta) é comercializado para a Petrobras. Ao final do ano de 2022, a Companhia possuía contratos com demanda firme de volumes da ordem de 1.026 mil m³/dia.

As negociações junto à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras para o estabelecimento das cláusulas contratuais definitivas referentes a escoamento e processamento do gás natural foram concluídas no dia 01 de março de 2023. A partir desta data este acordo passou a vigorar, bem como o contrato de venda de Líquidos de Gás Natural (LGN). Estes englobam a totalidade da produção de gás natural da companhia PetroReconcavo S.A e SPE Miranga, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A.. Os Contratos preveem o processamento do gás natural na UTG Catu, localizada em Pojuca, na Bahia, assim como a comercialização do LGN - Líquidos de Gás Natural, obtidos a partir do processamento, e ambos com vigência até a data de 30 de junho de 2024.

Com o início da vigência destes contratos, os contratos de comercialização de gás rico e o Contrato de Swap assinado junto à Petrobras foram encerrados, os quais foram utilizados de forma transitória desde o dia 01 de janeiro de 2022 e perduraram durante a negociação dos termos definitivos para acesso às infraestruturas essenciais no estado da Bahia. Ressalta-se que o Contrato de Swap permitiu acesso antecipado da Companhia ao mercado de gás natural e o consequente início da comercialização junto às distribuidoras de gás natural e consumidores livres.

Modelo de Negócios

Nós focamos 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 23 anos de operações, buscamos aprimorar uma metodologia operacional para a revitalização de campos maduros. Essa consiste principalmente na reativação de poços, na implementação de vários projetos de intervenção em poços já em produção (*workovers*), visando ao aumento na produção, 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, que objetivam 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

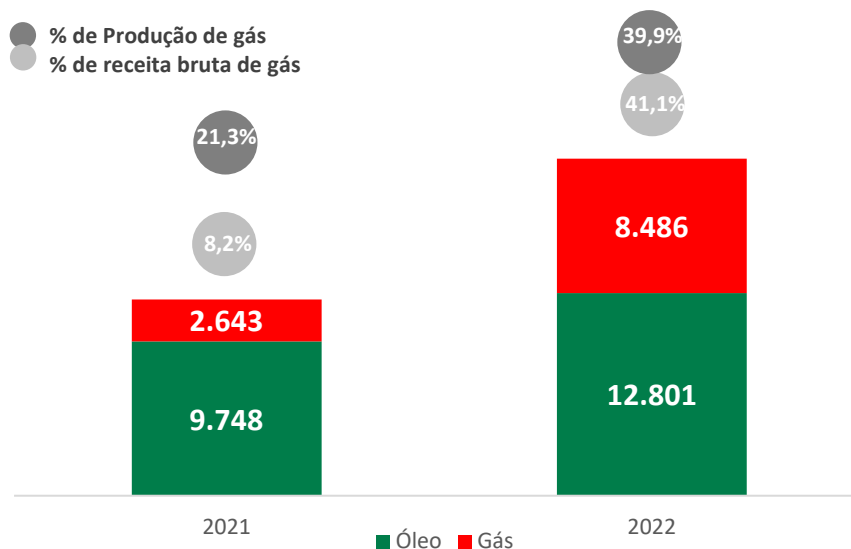
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

campos e traz uma maior segurança e menores custos, principalmente pela expertise e ganhos de produtividade conquistados ao longo dos anos e pelos investimentos em capacitação e baixo turnover das equipes. Além disso, esta estrutura verticalizada propicia maiores sinergias e alinhamento de interesses, além de ser um enorme diferencial competitivo, 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 do Programa de revitalização da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres (REATE) e a Lei do Gás, do Governo Federal. No caso específico do gás, além dos contratos firmados com distribuidoras estaduais de gás, avaliamos diversas alternativas de monetização que variam desde a venda direta para empresas focadas em gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito (GNL) e companhias que operam no modelo “gas-to-wire”. Embora nosso foco esteja nas operações de “upstream” em Campos Maduros, mantemos uma avaliação permanente de alternativas e oportunidades na área de “midstream” e de comercialização, dada a abertura do mercado e perspectiva de redução da participação da Petrobras e 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.

Em termos da nossa produção, apresentamos crescimento da proporção da produção de gás em relação ao total trimestre a trimestre, o que nos posiciona favoravelmente a capturar as oportunidades ligadas a venda de gás. Adicionalmente, vemos oportunidade em expandir o volume contratado do gás que produzimos, de forma a aumentar a previsibilidade dos nossos resultados.

Gráfico 6 – Percentual de produção e receita bruta de gás natural



Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP e Dados da Companhia (Produção Ajustada e Demonstrações Financeiras)

Adicionalmente, após o processamento da sua produção de gás, a Companhia detém os direitos de comercialização sobre os líquidos de gás natural (C3+ ou GLP e C5+) correspondentes a sua produção. Atualmente, a Companhia comercializa esta produção com a Ultragaz, Nacional Gás Butano, Supergasbras e Petrobras.

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

Em Dezembro de 2022, operávamos, éramos concessionária ou estávamos em processo de aquisição dos seguintes ativos produtores de Óleo e Gás:

ATIVO BAHIA/SERGIPE:

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia operava 24 Campos de Petróleo e Gás Natural no Estado da Bahia. O portfólio foi construído a partir das 12 (doze) aquisições do Polo Remanso, 9 (nove) em Miranga junto a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, concretizadas em dezembro de 2021 e 5 (cinco)

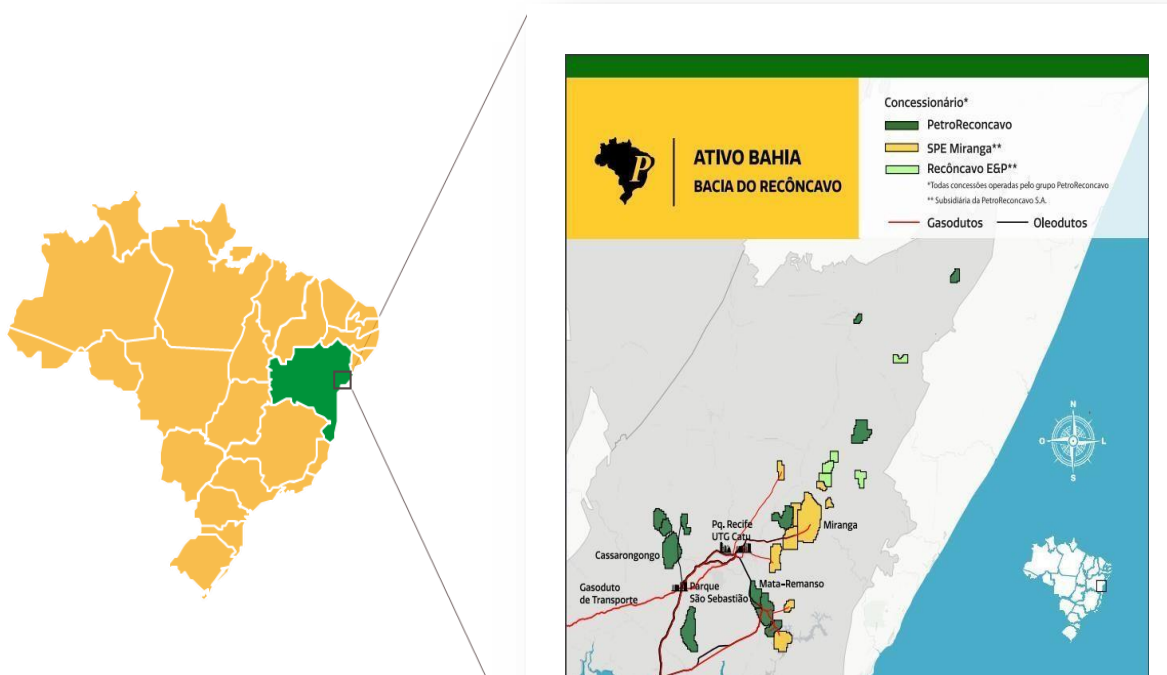
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

do Polo BTREC, adquirido através da 4ª, 6ª e 9ª rodada de Licitação da ANP.

Com a conclusão, em 28 de fevereiro de 2023, da aquisição da totalidade das quotas de emissão da Maha Energy Brasil nos tornamos operadores do Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e os blocos exploratórios REC-T-117, REC-T-118, REC-T-129, REC-T-142 e REC-T-155 localizados na Bacia do Recôncavo. Por consequência, a Companhia passou a operar 26 concessões e 5 blocos exploratórios, os quais compõem o Ativo Bahia/Sergipe. Este Ativo é gerenciado de forma integrada das sinergias operacionais e financeiras, através da otimização de equipes, da cadeia de fornecedores e prestadores de serviços.

A nossa produção média nesse ativo, em dezembro de 2022, foi de aproximadamente 4.394 barris de petróleo por dia (bopd) e 916 mil Mm³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2022, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, a Companhia detém, no Polo Remanso+BTREC, aproximadamente 25,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P (working interest) e de aproximadamente 74,1 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P (working interest) do Polo Miranga. A produção dos Campos de Tiê e Tartaruga passaram a ser contabilizadas a partir de março de 2023. O esquema e mapa abaixo representam estrutura e a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nas 26 concessões operadas pela PetroReconcavo.

Imagem 1 e 2– Ativo Bahia/Sergipe



1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

POLO REMANSO + BTREC:

A bacia foi descoberta em 1952. Os campos do Polo Remanso + BTREC possuem estimativa de óleo no local original (VOOIP – Volume Original Oil in Place) de aproximadamente 592 Mmboe, produção histórica acumulada de 34,1 Mmboe e reservas brutas de óleo e gás equivalentes a 25,9 MMboe (2P). O Petróleo produzido no polo 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 foi 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, que, abatidos da geração de caixa do ativo desde julho de 2020 até a data de fechamento, totalizaram US\$7,6 milhões, equivalentes a R\$41,5 milhões, foram pagos no 22 de dezembro de 2021, data do fechamento da transação. Como parte do ajuste de preço, a Companhia reclassificou contas a receber da Petrobras no montante de R\$9.947 referentes a receitas contratuais não recebidas entre a data da assinatura do contrato e a conclusão da transação; e (iii) US\$5,0 milhões foram pagos em dezembro de 2022. O valor total registrado no ativo referente a compra, após todos os ajustes contratuais, desse ativo foi de R\$95.629.

Os 12 campos do Polo Remanso passaram então a ser operados como concessões da Companhia, 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.

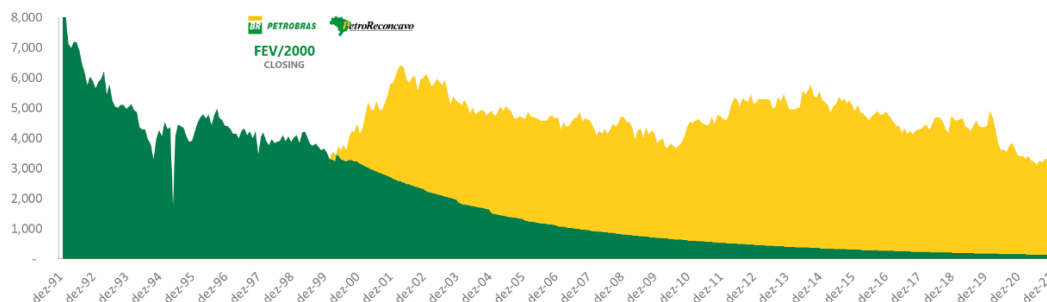
Entre 1º de fevereiro de 2000 e 22 de dezembro de 2021, estes campos foram operados através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária desses. Nos termos do CPCR, todo o petróleo e o gás natural produzidos por nós nos 12 campos de concessão da Petrobras pertencia à Petrobras e deviam ser entregues a ela. Recebíamos uma taxa de serviço, por certos volumes de petróleo e gás natural produzidos dentro de uma curva de produção pré-negociada e declinante designada "Curva Básica", a qual pressupunha níveis de produção decrescentes em tais campos, presumindo-se a ausência de investimento para revitalizá-los. Contudo, como a premissa do Contrato de Produção era de que a produção desses campos tivessem um aumento significativo com os investimentos efetuados para aprimorar e otimizar sua produção, o CPCR também estabelecia que os volumes produzidos acima da Curva Básica, designados "Produção Incremental", seriam compartilhados entre nós e a Petrobras na proporção de 85% e 15%, respectivamente. Ademais, a Petrobras era obrigada a contribuir com 15% dos gastos de capital do plano de investimento que apresentávamos para sua revisão e aprovação anualmente, enquanto a PetroReconcavo investia os 85% remanescentes.

O preço de referência dos volumes de petróleo incremental que nós entregávamos à Petrobras nos termos do CPCR tomava 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.

Desde a celebração do CPCR com a Petrobras em 2000 e até a extinção do contrato em dezembro de 2021, aumentamos com sucesso a Produção Incremental bruta nos 12 campos de concessão da Petrobras, conforme demonstra o gráfico abaixo.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Gráfico 9 - Fev/2000 Transição das Operações



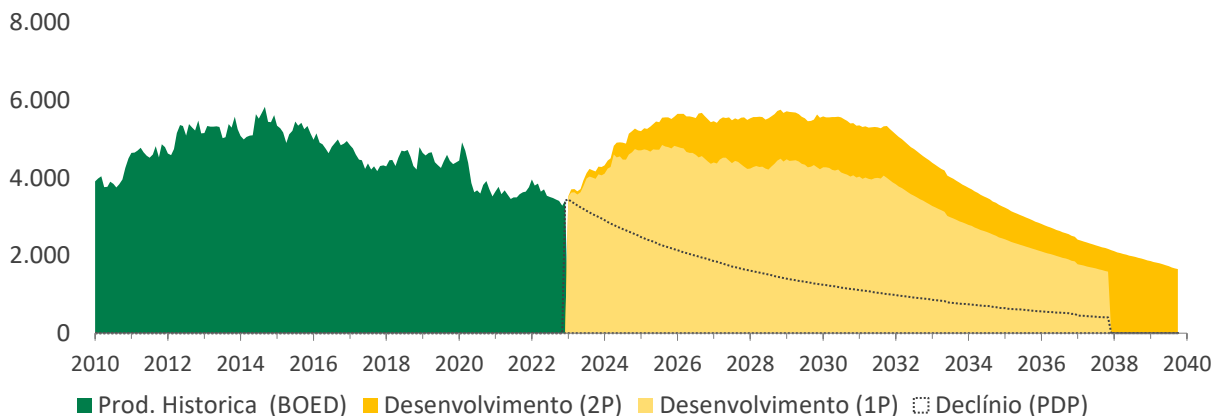
Fonte: informações públicas da Agência Natural de Petróleo e Biocombustíveis (ANP) e sistema interna de controle de produção.

Ao longo dos anos de vigencia do contrato, elevamos a participação deste conjunto de campos de 4,6% para 10,9% da produção total da Bacia em boed (referência ANP BDEP dez/2021), 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, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., adquiriu, através de Rodadas de Licitações da ANP, cinco concessões do Polo BTREC na partenorte da Bacia do Recôncavo, correspondentes aos Campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do PauloSul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acar-Burizinho. As concessões destes campos se encerram entre os anos de 2029 e 2031 e que também poderão estar sujeitos a solicitação de extensão.

Em 31 de dezembro de 2022, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, a Companhia detm, no Polo Remanso + BTREC, aproximadamente 25,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P (working interest), conforme demonstra o gráfico abaixo.

Polo Remanso + BTREC- Produção de Petróleo e Gás Natural (boed)



Fonte: 2010 a 2022 – Sistema interno de controle de produção. 2023 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

POLO MIRANGA:

Em 24 de fevereiro de 2021, a Companhia, através SPE Miranga, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres de Apraiús, Biriba, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana queconstituem o Polo Miranga, na bacia do Recôncavo, na Bahia.

Com a cessão dos contratos de concessão à subsidiária integral, àquela data, SPE Miranga S.A. atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., a Companhia assumiu, a partir de 07 de dezembro de 2021, as operações dos campos que compõem o ativo.

O valor da aquisição foi de até US\$220,1 milhões, considerando as parcelas contingentes previstas em contrato. Foram pagos: (i) US\$11,0 milhões no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões na data de fechamento da transação, 06 de dezembro de 2021; (iii) US\$20,3 milhões foram pagos em dezembro de 2022;

Ainda serão devidas as seguintes parcelas como pagamentos diferidos ou contingentes: (i) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses, contados da data de fechamento da transação; (ii) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses contados da data de fechamento da transação; e (iii) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do petróleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024. Esses valores são atualizados a uma taxa de juros fixa de 1,5% ao ano. Em 31 de dezembro de 2022, a Controlada, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. tinha registrado o valor máximo possível do passivo, no valor total de R\$761.792. Cada parcela, caso devido, será paga em março de cada ano subsequente à apuração.

Os campos do Ativo Miranga possuem estimativa de óleo no local original (VOOIP – Volume Original Oil in Place) de aproximadamente de 975,3 MMboe e produção histórica acumulada de 373,1 MMboe. A produção média do Polo Miranga em dezembro de 2022 foi de aproximadamente 1.619 barris de petróleo por dia (bopd) e 806 mil Mm³/dia de gás natural. Assim como nos demais polos, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões, que atualmente se encerram em 2025, por 27 anos adicionais. Os pedidos de extensão foram realizados junto à ANP por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados, perante a ANP e estará sujeito à aprovação da agência reguladora, nos termos da Resolução CNPE n.º 02/2016.

Com relação aos até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do petróleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024, e com base na curva de preços futuros de 31 de dezembro de 2022, e o preço médio do brent em 2022, US\$85,0 milhões estavam “in the money”, ou seja, seriam devidos caso a curva futura mencionada se confirme.

Brent Médio	2022	2023	2024	Total
		(Em milhões	de dólares)	
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

Curva Futura de Petróleo Tipo Brent em 31 de dezembro de 2022:

Brent Médio no Ano (1)

Pagamento Contingente

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Ano	(US\$/bbl)	Estimado (US\$MM)
2022	-	27,5 *
2023	84,22	27,5
2024	78,99	30,0
Total	-	85,0

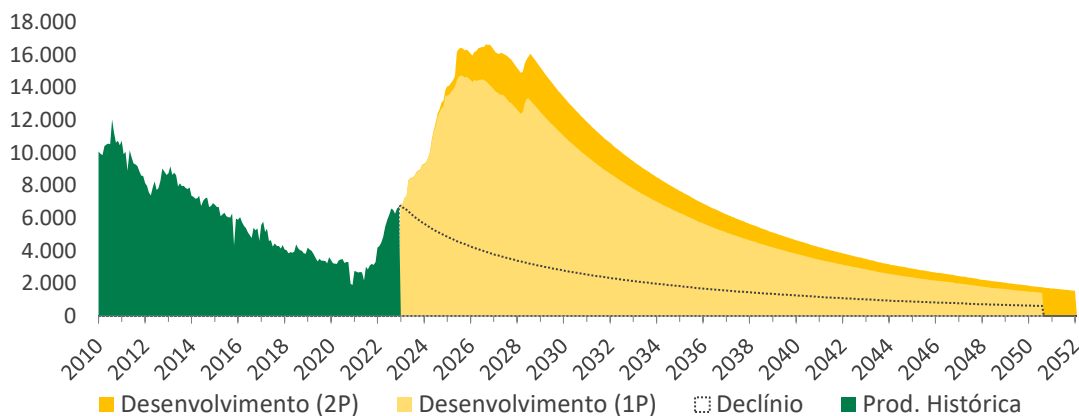
Fonte: (1) Futures Daily Market Report for ICE Brent Futures 31-Dec-2022

*Valor pago no primeiro trimestre de 2023

As operações do Polo Miranga iniciaram em 1961 e de acordo com a certificação de reservas e recursos contingentes da consultoria NSAI, conforme relatório com data base de dezembro de 2022, existem aproximadamente 74,1 milhões de barris de petróleo equivalente, reservas brutas provadas mais prováveis (2P) nesse ativo (working interest).

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.

Grafico 11 - Polo Miranga - Produção de Petróleo e Gás Natural (boed)



Fonte: 2010 a 2022 – Petrobras / ANP. 2023 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI

SPE TIÊTA S.A.:

Através da sua subsidiária SPE Tiêta S.A., a Companhia concluiu em 28 de fevereiro de 2023 a aquisição da totalidade da quotas de emissão da Maha Energy Brasil. Com a conclusão desta operação a Companhia passou a deter a participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e os blocos exploratórios REC-T-117, REC-T-118, REC-T-129, REC-T-142 e REC-T-155 localizados na Bacia do Recôncavo. Assim sendo, a Companhia se tornou operadora do Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que detém os 25% restantes, do Campo de Tiê e dos blocos exploratórios com 100% de participação.

A aquisição desses ativos foi estratégica para a Companhia, em especial as concessões na Bahia, pois possibilitará a integração com as nossas operações, visando capturar sinergias operacionais e otimização de recursos.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Conforme dados reportados à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, o Campo de Tiê, na Bahia, produziu 2.299 barris de óleo equivalente por dia (BOED) em novembro de 2022, sendo 2.028 barris de óleo por dia (BOPD) e 43,09 mil metros cúbicos de gás natural por dia (Mm³/d). Já o Campo de Tartaruga, em Sergipe, produziu 253 BOED em novembro de 2022, sendo 234 BOPD de óleo e 3,05 Mm³/d de gás natural por dia. A média de produção total de Tiê (100%) e Tartaruga (75%) foi de 2.867 BOED em 2022.

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, previstas no Quota Purchase Agreement (“QPA”) assinado em 27 de dezembro de 2022, a operação foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US\$ 95.883.122,00 (noventa e cinco milhões, oitocentos e oitenta e três mil, cento e vinte e dois dólares norte-americanos), o que corresponde a 60% do preço de aquisição (US\$82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US\$3,7 milhões) e capital de giro (US\$9,3 milhões), conforme apurados na Data Efetiva (effective date) de 01 de janeiro de 2023.

A Companhia pagará ainda a segunda parcela correspondente 40% do preço de aquisição, no valor estimado de US\$55.200.000,00 (cinquenta e cinco milhões e duzentos mil dólares norte-americanos) no prazo de até 06 (seis) meses a contar da presente data. Adicionalmente, os vendedores terão o direito a receber eventual earnout, de até US\$ 36.100.000,00 (trinta e seis milhões e cem mil dólares norte-americanos), conforme regras e procedimentos previstos no QPA, das quais até US\$ 24.100.000,00 (vinte e quatro milhões e cem mil dólares norte-americanos) estão relacionadas a variações do preço de Petróleo Brent nos próximos três anos. O pagamento ocorrerá se o preço do petróleo exceder US\$ 80,00 por barril, e o pagamento máximo será alcançado se o preço do petróleo exceder US\$ 90,00 por barril. Os US\$ 12.000.000,00 (doze milhões de dólares norte-americanos) restantes estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia.

ATIVO POTIGUAR

Em 9 de dezembro de 2019, a PetroReconcavo, através da Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., 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 33 concessões, das quais 32 são operadas pela PetroReconcavo S.A., 30 delas de propriedade exclusiva da PetroReconcavo S.A., duas em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, uma operada pelo parceiro Mandacaru Energia Ltda (ex Partex Brasil Ltda).

A bacia foi descoberta em 1984. Os campos do Ativo Potiguar possuem estimativa de petróleo no local original (VOOIP – Volume Original Oil in Place) de aproximadamente de 792,6 MMboe e produção histórica acumulada de 167,4 MMboe. O petróleo produzido no Ativo Potiguar possui grau API entre 25 e 37 e nível de enxofre de aproximadamente 0,05%.

A Companhia também adquiriu, através de sua subsidiária Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., no dia 28 de junho de 2021, contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, relativo ao bloco exploratório POT-T-702, arrematado no 2º Ciclo da Oferta Permanenterealizado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O contrato de concessão compreende uma área de 17,178 km², e um Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) composto de 1.000 Unidades de Trabalho, correspondente a um valor de R\$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais), que possui um prazo de cinco anos para sua execução. A área adquirida é adjacente a blocos já operados pela Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., e seu programa exploratório constará da perfuração de ao menos um poço com objetivo de avaliar a existência de acumulações em reservatórios similares aos existentes nas concessões vizinhas do Bloco. Em 30 de setembro de 2022, a Companhia comunicou o mercado que notificou à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) a descoberta de hidrocarbonetos no Bloco Exploratório POT-T-702 (“Bloco Exploratório”) localizado na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte. A perfuração do primeiro poço no Bloco Exploratório alcançou a profundidade final de 659 metros, constatando a existência da formação alvo com presença de hidrocarbonetos. Como próximos passos, a Companhia

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

irá realizar os testes de formação e outros estudos, com objetivo de avaliar as dimensões da acumulação de hidrocarbonetos e seu eventual potencial de produção.

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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

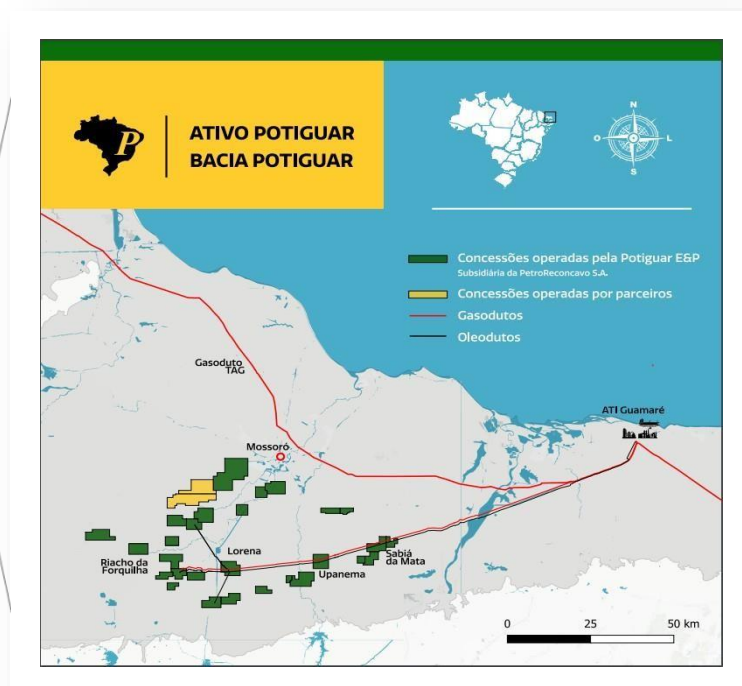
Imagem 3 e 4– Ativo Potiguar

ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

31 concessões operadas
2 concessões operada por parceiro.
1 bloco exploratório

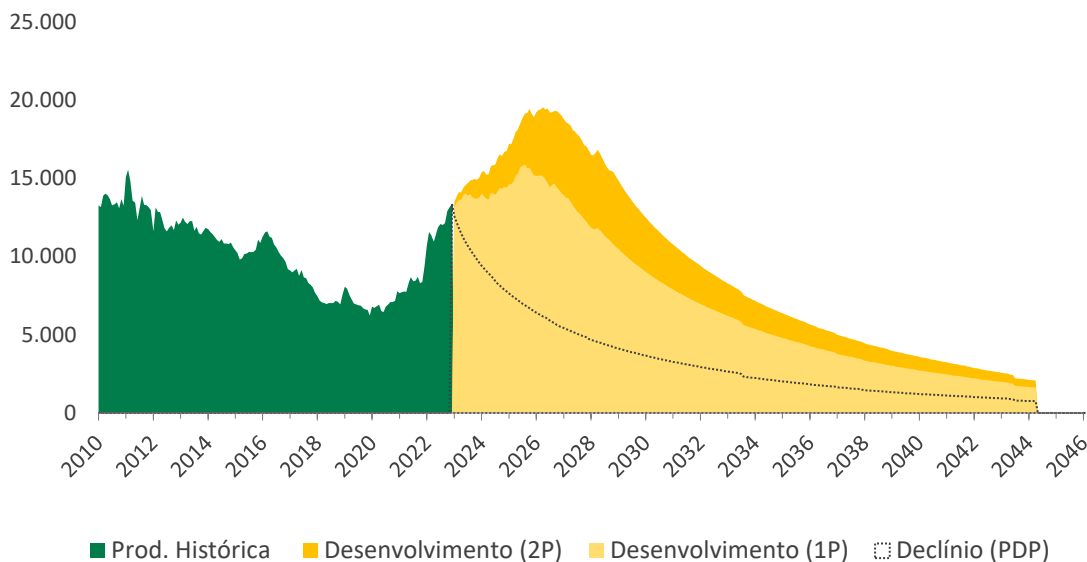
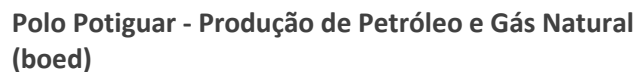
Polo Riacho da Forquilha



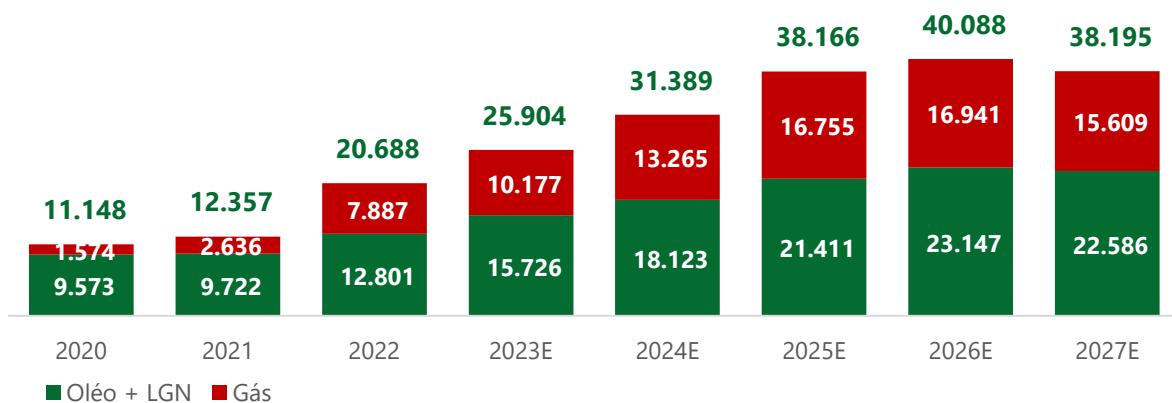
Dos 33 contratos de concessão atuais, 8 se encerram em 2025 e os demais 25 entre 2029 e 2052, todos com a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. A PetroReconcavo S.A. já submeteu à ANP a solicitação de extensão e os novos planos de desenvolvimento, inclusive com a proposta de redução de royalties sobre a produção incremental, para os campos Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Três Marias, Upanema e Varginha, os quais compuseram a rodada zero e aguarda o pronunciamento da Agência Reguladora.

A nossa produção média nos ativos na bacia Potiguar em dezembro de 2022, incluindo participação nos campos operados por parceiros, foi de aproximadamente 8.853 barris de petróleo por dia (bopd) e 699 mil m³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2022, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, nós detemos aproximadamente 70,8 milhões de barris de petróleo equivalente em reservas brutas 2P (working interest).

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas



Fonte: 2010 a 2022 – Petrobras / ANP. 2023 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI

Participação Bruta da Produção por Polo (avg. BOED)^{1,2,3}

38.166	40.088	38.166
--------	--------	--------

Category	Value
31.389	15.565

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Estudo de Caso: Campo Mata de São João – Reservatório de Água Grande – Bloco 1

Apresentamos abaixo um estudo de caso que demonstra nossa capacidade de aumentar o fator de recuperação de reservatórios a partir a implementação de projetos de recuperação secundária a partir da injeção de água.

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 do reservatório de 290 psi. Em 2020 passou-se a ter 9 poços produtores, 11 injetores e uma pressão do reservatório entre 1.200 e 1.400 psi. Com isso, o fator de recuperação das reservas de petróleo foi incrementado em relação à perspectiva que havia quando assumimos a operação do campo, já tendo atingido cerca de 30,2% atualmente, com expectativa de atingir uma recuperação final de aproximadamente 34%.

Gráfico 14 – Produção Histórica (BOPD)



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 da Companhia incluídas neste Formulário de Referência têm como base relatórios técnicos emitidos em 14 de março de 2023 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro. Para mais 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 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 uma das poucas operadoras independentes 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 23 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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

nossa trajetória, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, inclusive em meio aos recentes eventos geopolíticos disruptivos, como a guerra entre a Rússia e a Ucrânia, e pelo choque na cadeia global de suprimentos, após a reabertura econômica da maioria dos países com o arrefecimento da pandemia da COVID-19.

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 23 anos de operação na bacia do Recôncavo, apenas nos Polos Remanso e BTREC, as nossas reservas brutas 2P (reservas provadas mais prováveis) passaram de 9,7 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) em fevereiro de 2000 para 25,8 milhões de boe em dezembro de 2022, 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 34,1 milhões de BOE. Neste mesmo período, a Companhia distribuiu dividendos para seus acionistas num montante de aproximadamente R\$ 660 milhões.

Adicionalmente, os resultados observados no primeiro ano de nossas operações na Bacia Potiguar atestaram a escalabilidade deste modelo de negócios. A produção dos campos nesta Bacia, entre a data de início das operações, em dezembro de 2019, e 30 de abril de 2022, registrou um aumento líquido, já descontada a produção no período, de 1,5 milhões de barris de óleo equivalente, 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, a nossa 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, têm volumes expressivos de Reservas 2P, sendo que as reservas 1P, em 31 de dezembro de 2022, representavam 79% do total. As Reservas Provadas (1P) 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 petróleo 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 petróleo e gás no mercado, propiciando a atuação no sentido de maximizar os fatores de recuperação, muito além dos volumes até então produzidos.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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 alguns 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, e que seguem na base de acionistas da Companhia, 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 também contamos com o suporte da expertise técnica dos nossos acionistas fundadores.

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

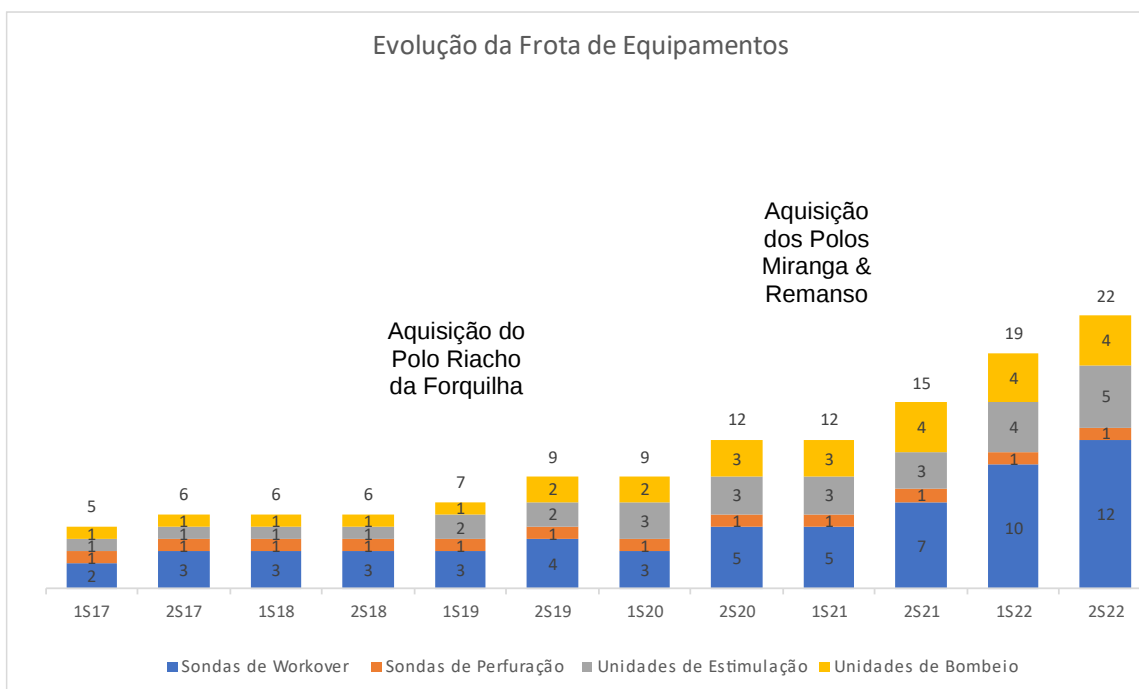
Buscamos operar dentro de um modelo “low cost” que permita a operação lucrativa de campos maduros mesmo em condições adversas de preços. Para tanto, procuramos combinar baixos custos de desenvolvimento, baixos custos de extração, manutenção e “overhead”, com uma elevada disciplina financeira, onde cada 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, principalmente 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 subinvestimento 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 e de outras intervenções 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, well service e perfuração, unidades de bombeio e estimulação, dentre outros. Em dezembro de 2021, 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. No gráfico abaixo, demonstramos a evolução da nossa frota de equipamentos de “oilfield services”:

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Gráfico 15 – Frota de equipamentos de Oilfield Services



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.

Além dos benefícios de uma estrutura verticalizada,, 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.

Alto potencial de crescimento orgânico e através de aquisições potenciais

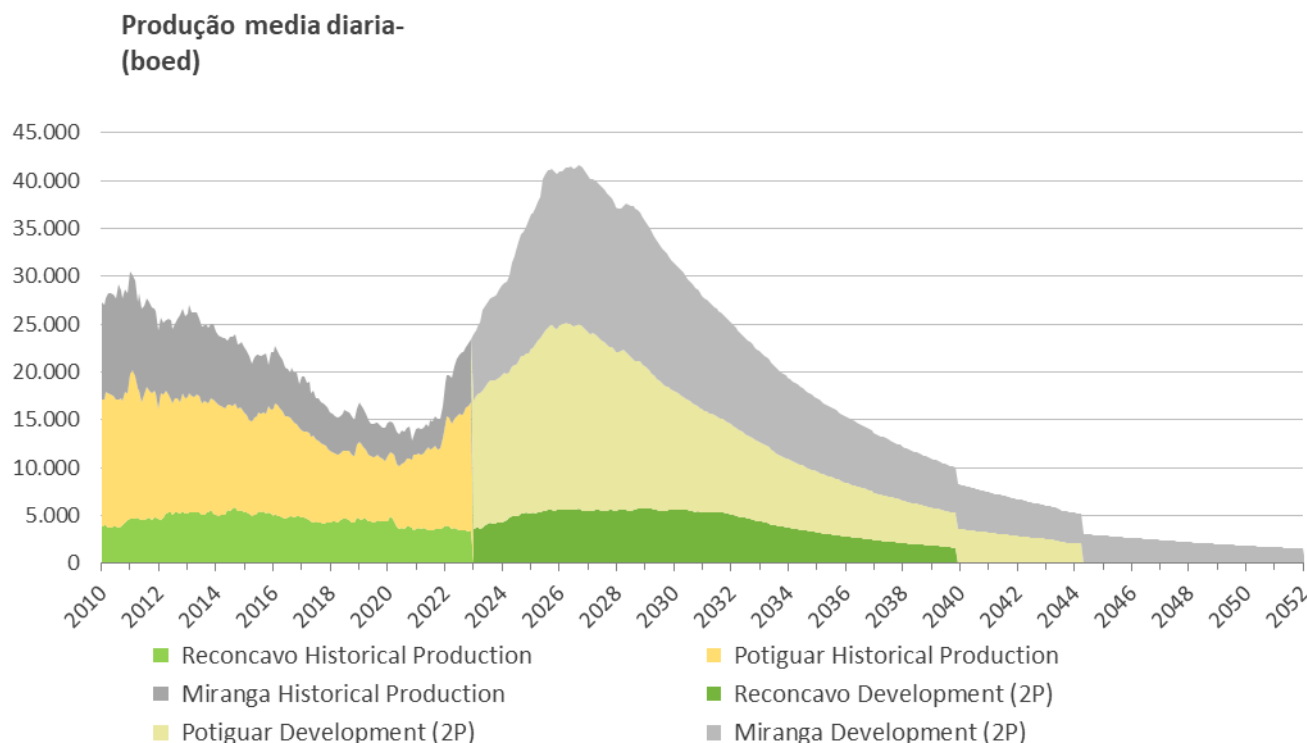
Os nossos ativos de produção estão localizados nas bacias do Recôncavo e Potiguar, que possuem um dos maiores volumes de hidrocarbonetos dentre as bacias onshore maduras no Brasil, de acordo com a ANP. As nossas contêm um volume total significativo de Petróleo Original in situ que, em muitos casos, ainda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

Em dezembro de 2022, o fator de recuperação médio de petróleo dos campos dos Ativos Bahia e Potiguar, definidos como Percentual do Original Oil in Place (OOIP) estava em cerca de 23%. Somando-se as reservas 2P certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 28%. 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 58%. Somando-se as reservas 2P de gás certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 79%. 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.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Gráfico 17 - Produção média diária (boed)



Fontes: Dados de Recôncavo: 2010 a 2022 – Sistema interno de controle de produção; 2023 em diante - Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI. Dados de Potiguar: 2010 a 2019 – Petrobras; 2020-2022 – Sistema interno de controle de produção; 2023 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 2021 – ANP; 2023 em diante - Relatório de Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI.

Pontos Fracos, Obstáculos e Ameaças:

Em decorrência das operações da Companhia estarem majoritariamente vinculadas à Petrobras S.A., os resultados da Companhia podem ser afetados negativamente em virtude do poder de negociação desse cliente, em especial nos descontos aplicados sobre os preços de referência para aquisição das commodities e o preço para celebração de contratos de uso de cessão de infraestrutura de escoamento e processamento.

Ainda, a Companhia poderá precisar de financiamentos adicionais, especialmente para o pagamento de novas aquisições, e não pode garantir que será capaz de obter tais financiamentos em termos comercialmente favoráveis. Esse cenário poderá aumentar os custos de seus negócios, limitar sua capacidade de fazer novas aquisições, reduzir o fluxo de caixa utilizado nas atividades do seu programa de investimentos, o que representa importante obstáculo/ameaça para a Companhia.

Toda a produção de gás natural da Companhia, depende das infraestruturas essenciais de escoamento e processamento da Petrobras, mais especificamente dos gasodutos de escoamento e das UPGNs de CATU e GUAMARÉ, em fase de desinvestimento. A eventual parada não programada ou indisponibilidade destes equipamentos pode ter como consequência a interrupção do fornecimento de gás da PetroReconcavo para as compradoras (distribuidoras de gás).

Por fim, os pontos fracos, obstáculos e ameaças referentes às atividades, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia estão relacionados à concretização de um ou mais cenários adversos contemplados nos fatores de risco da Companhia, ocorrendo de maneira combinada. Para mais informações, vide itens 4.1 e 4.2 deste Formulário de Referência.

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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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

	Potiguar	Recôncavo	Miranga	SPE	Tiêta
Valor da Proposta (US\$MM)	384.20	30.00	220.10	138.0	
Depósito (US\$MM)	28.82	4.00	11.00	N/A	
Ajuste de Preço (US\$MM)	(32.75)	(13.7)	N/A	13.53	
Valor Pago ou a Pagar no Fechamento (US\$MM)	266.4	7.3 ²	44.00	151.53	
Pagamentos Diferidos (US\$MM)	56.23 ³	5.00 ¹	80.10	55.20	
Pagamentos Contingentes atrelados ao preço do Brent (US\$MM)	N/A	N/A	Máx. 85.00	N/A	
Taxa de Juros (Financiamento da Aquisição)	Libor 3 meses + 6.3%	N/A	3.7225% ⁴	N/A	

Notas: 1) Pagamento 1 ano após o fechamento; 2) o valor de US\$21,00 previsto originalmente foi ajustado, 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.

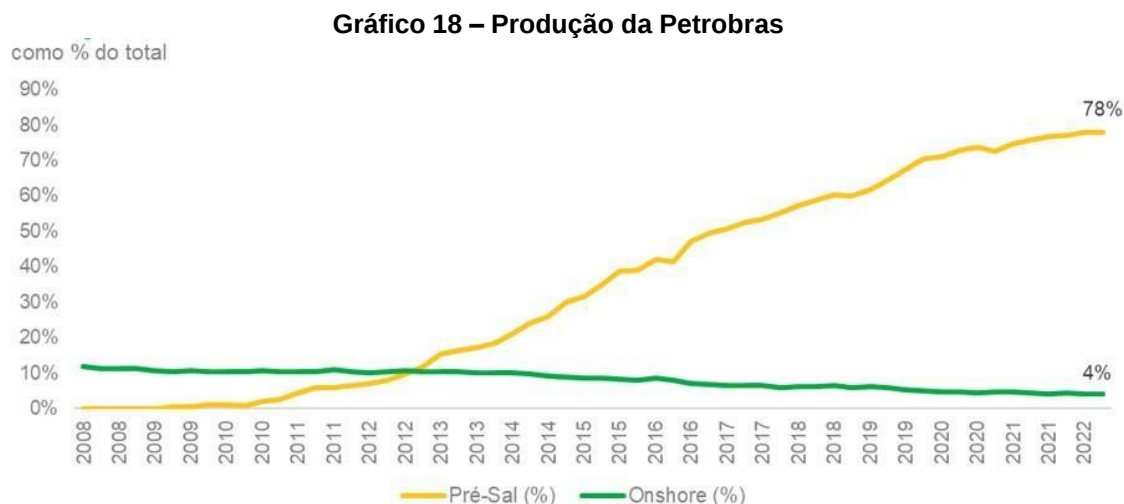
Explorar oportunidades de crescimento selecionadas por meio de aquisições de ativos de produção no Brasil e no exterior

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.

Prendemos buscar aquisiões 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.

Uma das possibilidades de aquisição de ativos pela Companhia, está no Programa de Desinvestimento da Petrobras. A petroleira lançou este programa, pois nos últimos anos, 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.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas



Fonte: ANP

A Petrobras inicialmente descobriu os campos terrestres e posteriormente os campos de águas-rasas, seguidos pelos campos do pré-sal, que se tornaram o foco principal da empresa em termos de investimentos e tecnologia. Até meados de 2017, a Petrobras mantinha sua presença na exploração de ativos maduros onshore, embora com foco reduzido. No entanto, a partir de 2017, houve uma mudança de estratégia, com a empresa concentrando-se nos ativos do pré-sal e vendendo ativos maduros menos eficientes operacionalmente. Em 2020, a Petrobras anunciou a venda de todos os seus campos terrestres. Essa estratégia de desinvestimento oferece excelentes oportunidades de crescimento para nós nesse segmento do setor. Até maio de 2022, apenas os Polos Bahia Terra e Urucu ainda não possuíam contratos de aquisição assinados entre a Petrobras e operadores independentes.

No caso da área de E&P, o processo de aquisição e venda de participações em ativos e blocos exploratórios faz parte da rotina da gestão do portfólio das empresas. Com a saída da Petrobras de certas áreas, acreditamos que haverá um aumento da atividade de fusões e aquisições entre os players independentes, o que pode gerar boas oportunidades para a nossa empresa. Consideramos que estamos bem posicionados como o operador mais adequado para aproveitar essa oportunidade.

Nesse cenário, há um aumento de oportunidades de novos negócios pela Companhia. Ao firmá-los a PetroReconcavo tem a possibilidade incrementar as suas reservas de petróleo e gás; expandir a base de produção; ampliar a sua estrutura geográfica; realizar a sinergia entre as operações existentes; adquirir conhecimento técnicos e talentos; além de fortalecer o crescimento estratégico e o posicionamento de mercado.

No entanto, é importante destacar que as aquisições de ativos podem ser complexas e envolvem vários fatores a serem considerados. Alguns desses fatores incluem a avaliação do valor da empresa-alvo, a análise das reservas de petróleo e gás, a avaliação de riscos e passivos, a negociação de termos e condições, bem como a obtenção de aprovações regulatórias, quando necessário.

Outro fator importante para a competitividade da PetroReconcavo 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 possível restrição para os competidores menores.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Polo	Concessões ¹	Bacia	Produção de óleo (bopd) ²	Percentual óleo leve / óleo pesado	Produção de gás (boed) ²	Status em 30/04/2022
Potiguar	O Polo Potiguar é composto por 3 sub-polos (Canto do Amaro, Alto do Rodrigues e 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	Contrato para aquisição do Polo assinado com a 3RPetróleo S.A. Em 28/12/2022
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	Oferta conjunta entre a PetroReconcavo S.A. (60%) e Eneva(40%) selecionada como Preferred Bidder e convidada para fase de negociação do SPA
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	Contrato para aquisição do Polo assinado com a Carmo Energy em 23/12/2021
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	Contrato para aquisição do Polo assinado com a Seacrest Petróleo PE Norte Capixaba em 23/02/2022

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 < 22o

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Conduzir operações com vistas a maximizar retornos e minimizar riscos

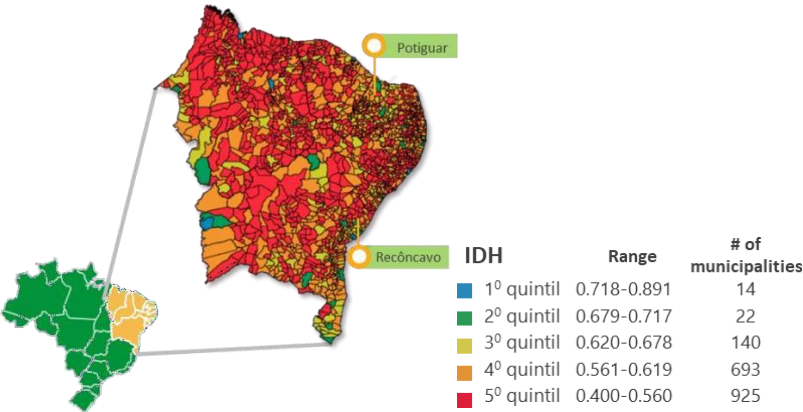
Temos como objetivo desenvolver os campos operados de forma seletiva, implementando projetos de acordo com análises e expectativas de risco/retorno a fim de minimizar os riscos inerentes ao nosso negócio. Pretendemos utilizar os resultados dos projetos de menor risco como fonte de informação para validar 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 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, estabelecendometas 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.

Gráfico 19 - Mapa de Calor de IDH



Fonte: IBGE,2010

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

1.3 Informações sobre segmentos operacionais:

(a) produtos e serviços comercializados;

O grupo econômico da Companhia desenvolve atividades única e exclusivamente de extração de Petróleo e Gás Natural (E&P), seja na venda de produtos, que atualmente representa 100% da receita líquida da Companhia.

As informações reportadas à 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, inicialmente no âmbito do contrato de produção celebrado com a Petrobras e a partir de 22 de dezembro de 2021 como concessionário do Polo. Para informações sobre os campos maduros reabilitados, vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

(b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor; e

Segmento	E&P Petróleo e Gás	E&P Petróleo e Gás	E&P Petróleo e Gás
	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2022	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2021	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2020
Receita Líquida (R\$ milhões)	2.975,9	1.040,6	787,8
% 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	E&P Petróleo e Gás	E&P Petróleo e Gás
	Exercício socialfindo em 31 de dezembro de2022	Exercício socialfindo em 31 de dezembro de2021	Exercício socialfindo em 31 de dezembro de2020
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$milhões)	1.153,4	176,9	(81,8)
% em relação ao Lucro Líquido Consolidado	100%	100%	100%

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

1.4 Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(a) características do processo de produção;

As atividades referentes ao processo de produção do petróleo se iniciam na fase de exploração, por meio de pesquisas geológicas e perfuração de poços exploratórios. Após a perfuração do poço exploratório, 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.

Até dezembro de 2022, a Companhia desenvolvia 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. Com a conclusão da aquisição da Maha Energy Brasil, em fevereiro de 2023, a Companhia expandiu as suas atividades para a Bacia de Sergipe.

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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: $\{ \text{Produção Acumulada (boe)} / \text{Produção Acumulada (boe)} + \text{Reservas 1P(boe)} \}$ ”.

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.

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 verificados 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Imagem 1 - Tanques de armazenamento da Estação Lagoa de Paulo Norte



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 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.

i. Reabilitação e revitalização de Campos Maduros - Novos Projetos de Investimento

A Companhia investe em seu processo produtivo com o objetivo de extrair com segurança as reservas de petróleo e gás natural, cumprindo as exigências legais.

A maior parte da produção atual da Companhia ocorre em campos maduros, que são campos de petróleo descobertos há muito tempo, que já produziram pelo menos metade das suas reservas recuperáveis totais. Esses campos têm um histórico significativo de produção.

A maiorias dos campos hoje operados pela Companhia foram recebidos com mais de 20 anos de produção efetivada. Durante a fase exploratória, estudos geológicos específicos, constatarem uma potencial área produtora de petróleo. Foram perfurados os poços exploratórios e delimitadas as jazidas. Nestas jazidas, foram produzidos os hidrocarbonetos acumulados nos reservatórios durante décadas.

Após esse período, na fase madura, estes poços apresentam uma diminuição na produtividade, o que requer novos estudos, utilizando ferramentas e técnicas avançadas. Estas buscam identificar, com maior assertividade, novos potenciais dentro de uma área já conhecida. Através da análise dos resultados desses estudos, é possível aumentar a produção dos campos e/ou poços, modificando os projetos de equipamentos de elevação artificial e melhorando as instalações de coleta para superar as restrições na produção.

A Companhia tem direcionado grande parte dos investimentos recentes para implementar projetos de recuperação secundária em campos maduros que opera. Esses projetos visam extrair volumes adicionais de hidrocarbonetos líquidos ou gás natural através da manutenção de pressão no reservatório, utilizando métodos como injeção de água ou injeção de gás. No caso da Companhia, o método de injeção de água tem sido amplamente utilizado. Esse método consiste na injeção de água em reservatórios depletados para recuperação ou manutenção da

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

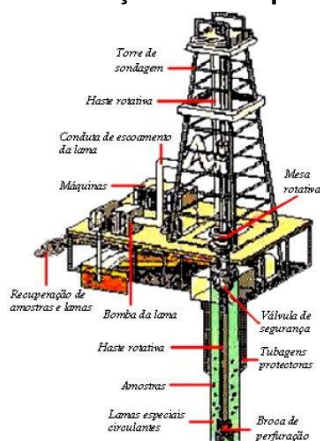
d.2 Elaboração do Programa de Trabalho

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Imagem 2 - 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-service ou limpeza. Nas intervenções nos poços, é normalmente requerida a utilização de uma sonda de produção. Para atender tal requerimento, a Companhia aluga de terceiros ou opera sondas de sua propriedade podendo também contratar serviços de sonda no mercado.

Abaixo, é apresentada uma descrição dos principais tipos de projetos executados.

d.4 Reabertura de Poço

A reabertura de um poço de petróleo é uma das formas de revitalização e rejuvenescimento e se dá quando esse já serviu anteriormente como produtor, mas sua produção atingiu a inviabilidade na curva de produção e, por isso, foi interrompida. Então, ao ser equipado com um método de elevação mais adequado ou recebendo uma intervenção que o modernizará, esse poço poderá ter a sua produtividade restabelecida, voltando a ser 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

Imagem 3 - Ilustração de vários poços injetores e um produtor

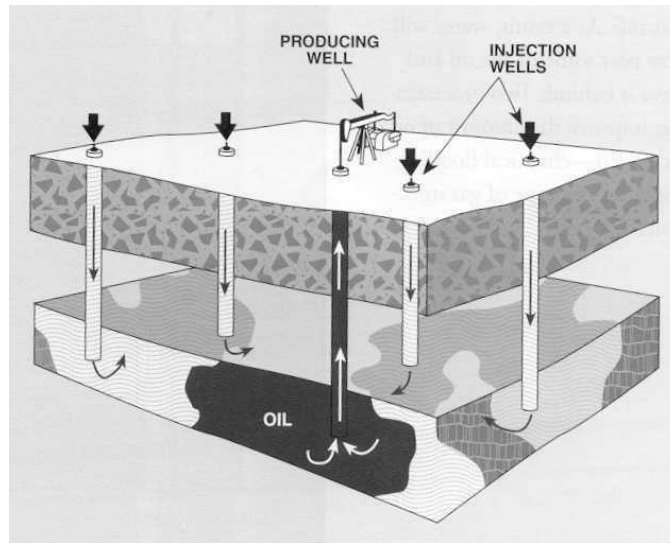


Imagem 4 - Poço de Injeção de Água no Campo de Gomo



1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Imagem 5 - 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.

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.

Imagem 6 - Unidade própria de Fraturamento Hidráulico da PetroReconcavo



1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Imagem 7 – Fraturamento Convencional vs Não Convencional

Convencional	Não Convencional
 - Volume injetado 73-537 m³ - Permeabilidade 5-300 mD (miliDarcy) 	Definição ANP¹ - Volume injetado > 3.000 m³ - Permeabilidade menor que 0,1 mD (miliDarcy) 

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.

Imagem 8 - 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

manter a produção. Com esse método, é possível extrair a um nível de vazão significativamente mais alto, aumentando assim a produtividade do poço.

Imagem 9 - Poço equipado com Bomba Eletro Submergível



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.

Imagem 10 - Ilustração do processo de canhoneio



1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Imagem 11 - Ilustração do canhão

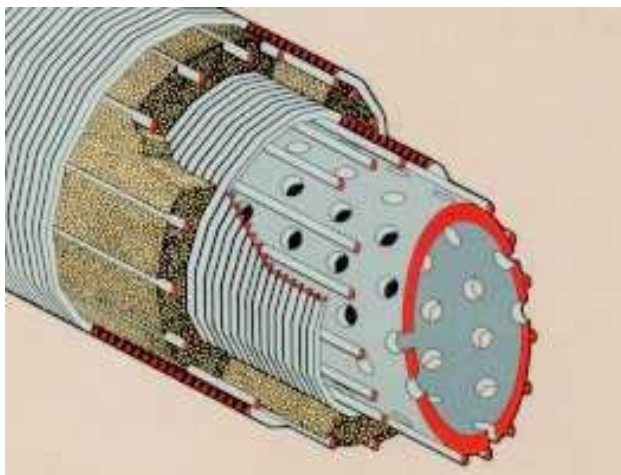
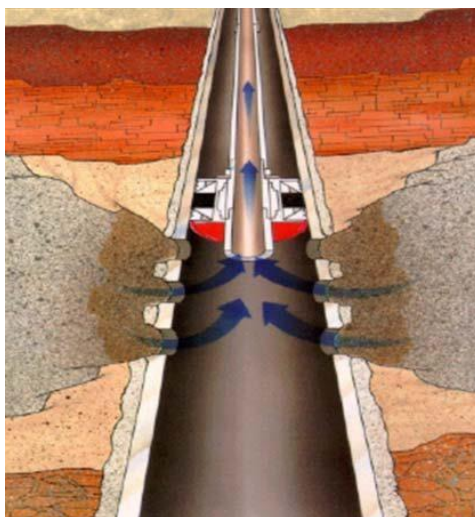


Imagem 12 - Ilustração do processo de canhoneio



d.10 Instalações

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 2022, a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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	Valor Em Risco		Valor Máximo Indenizável	
		Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
		31/12/2022	31/12/2022	31/12/2022	31/12/2022
Riscos ambientais	US\$	6.050	6.050	6.050	6.050
Danos materiais	US\$	45.543	164.273	25.100	25.100
Responsabilidade civil	US\$	3.000	3.000	3.000	3.000
D&O Empresarial	R\$	120.000	120.000	120.000	120.000

(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 e refino (downstream). A Companhia atua no segmento de upstream, o que inclui o escoamento do óleo e/ou gás natural do poço produtor até estações coletoras e, por conseguinte, para pontos de entrega previamente acordados com os compradores destes produtos.

A produção de petróleo dos diversos campos é escoada, em sua grande maioria, via oleodutos até pontos de entrega contratualmente acordados com a Petrobras. Em alguns casos, a entrega de petróleo bruto ao comprador - ocorre via carro tanque.

1) Polo Riacho da Forquilha: toda a produção dos poços situados nos 31 campos operados pela Companhia é escoada via oleodutos, gasodutos e em alguns poucos 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, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. 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 PetroReconcavo S.A., 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—) - 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.

Por sua vez, toda a produção do campo não-operado pela PetroReconcavo S.A. e a produção dos campos de Sabiá Bico-do-Osso e Sabiá da Mata, operados pela Companhia, é escoada por carretas para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos da UO-RNCE, de propriedade da Petrobras, localizada no Município de Guamaré, Estado do Rio Grande do Norte.

Conforme contrato de compra e venda de petróleo em vigor com a Petrobras, a Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., 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 Guamaré, 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Quadro de Bóias do Terminal Aquaviário de Guamaré, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, Brasil.

A produção da Companhia nos 33 campos do Polo Riacho da Forquilha em 2022 e 2021 foi de 11.961 boed e 8.426 boed, respectivamente.

2) Polo Remanso + BT-REC e Polo Miranga: Para os 12 campos do Polo Remanso cuja concessão foi adquirida junto a Petrobras em 22 de dezembro de 2021, 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 verifica-se 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 Mataripe em São Francisco do Conde – BA.

A produção de gás natural da Companhia é escoada via gasodutos até as unidades de processamento e gás natural (UPGNs) da Petrobras localizadas em Guamaré, no Rio Grande do Norte, e em Catu no Estado da Bahia.

Para os campos do complexo BT-REC, 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. Essa estação está localizada junto à Estação São Roque e, conseqüentemente, junto à rede de oleodutos no Recôncavo Baiano. Com a sua construção concluída em 2010, a Estação Ouro Preto possui uma capacidade inicial de armazenamento de 8.000 barris, com capacidade para duplicar este volume.

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, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., concorda em vender e a Petrobras em 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.

Para os campos do Polo Miranga, o escoamento se dá com base em contrato de compra e venda celebrado com a Petrobras. A produção do Polo Miranga converge para a estação Miranga e é escoada para o Parque Recife (ponto de entrega). Os pontos de medição fiscal são os tanques fiscais localizados na Estação Miranga A e Miranga B.

3) SPE Tiêta (Campos Tiê e Tartaruga):

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

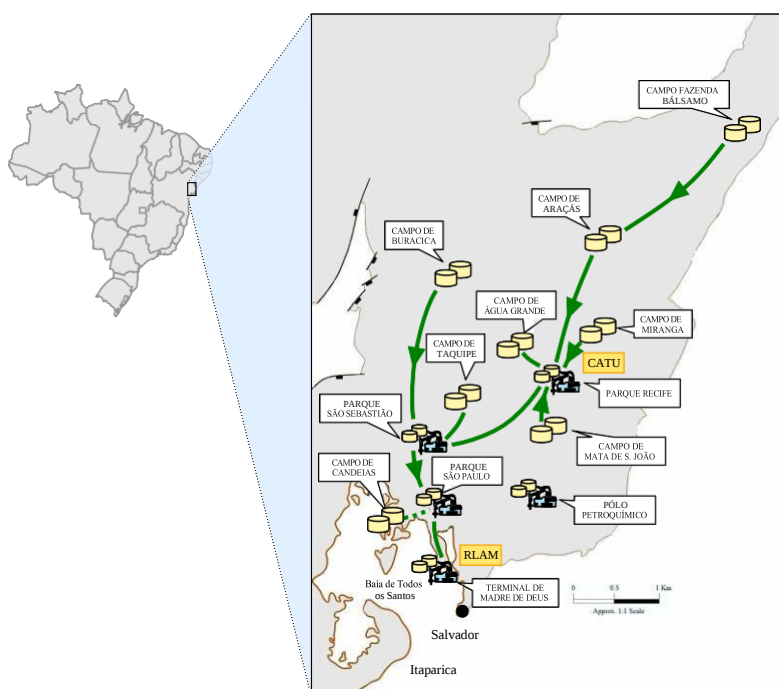
O campo de Tiê, atualmente, está subdividido em três regiões: Norte, Centro e Sul. Toda a produção desses poços são destinadas a Estação de Tiê para o tratamento e posterior comercialização. A distribuição do óleo do campo de Tiê se dá por meio de carretas. Diariamente, cerca de 9 a 10 carretas são direcionadas para os clientes Petrobras, as quais são recebidos nas estações Carmo e Camboatá, e Dax Oil.

O óleo produzido pelo campo de Tartaruga é transportado via duto com destino a Estação Tartaruga, o qual também é transportado por carretas. A Dax Oil, na Bahia, e a Petrobras em Guimarães – Mossoró - RN, são os destinos desses carregamentos.

Os campos de Tiê e Tartaruga exportam seu gás para a GTW. Além disso, o gás extraído de Tiê é exportado para a CDGN.

O mapa abaixo ilustra o escoamento da produção de petróleo e gás natural do Recôncavo Baiano:

Imagem 13 – Produção de petróleo e gás natural do Recôncavo Baiano



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.

A produção da Companhia no Ativo Bahia/Sergipe, incluindo os campos cujas concessões pertenciam à Petrobras e que eram operados pela Companhia conforme o Contrato de Produção e os campos cujas concessões pertencem à Companhia, incluindo a produção do Polo Miranga a partir da conclusão da aquisição em 06 de dezembro de 2021, nos anos de 2022, 2021 e 2020 foi de 9.326,3.965, boed e 4.144 boed, respectivamente.

A produção total da Companhia, incluindo o Polo Riacho da Forquilha, o Polo Remanso, e o Polo Miranga, referentes ao ano de 2022, , distribuída em mais de 700 poços ativos, incluindo poços produtores e injetores, foi de 21.287 boed, sendo 12.801 bopd de petróleo e 8.486 boed de gás natural. Em 2021, essa produção foi de 12.391 boed. Em 2020, essa produção foi de 11.146 boed.

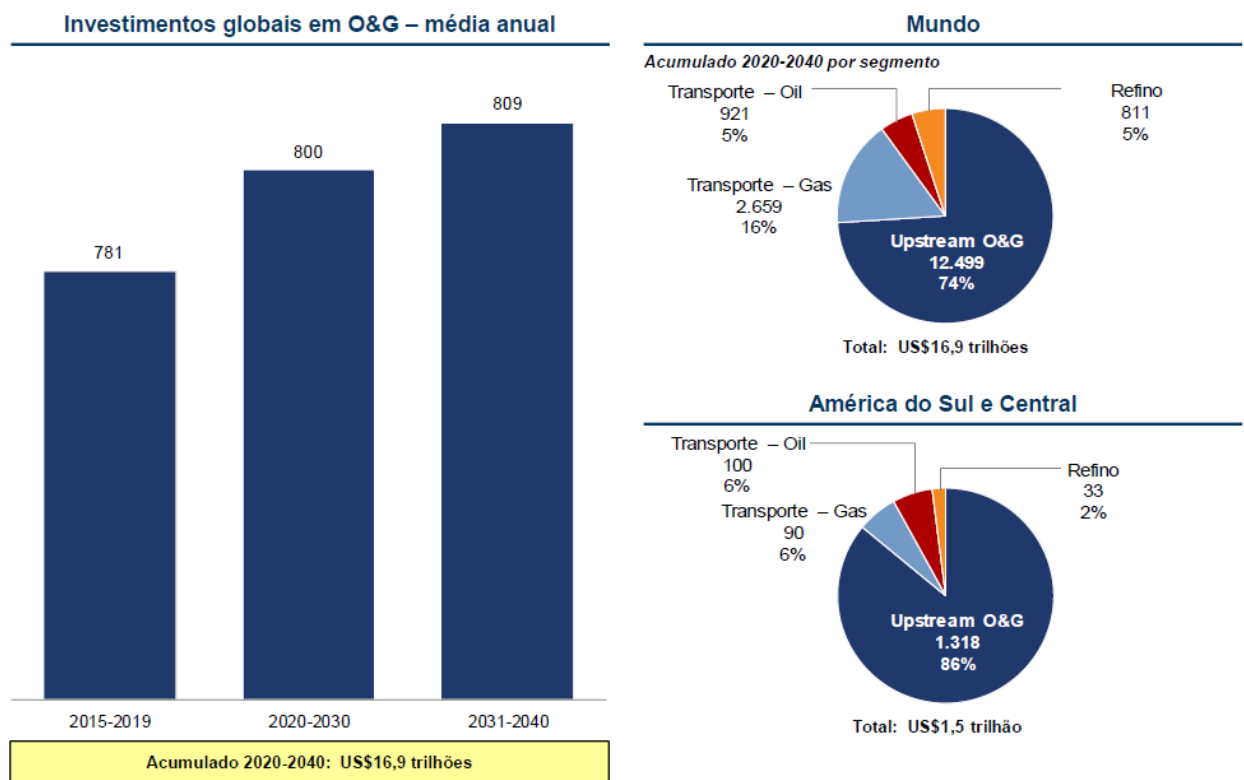
1.4 Produção/Comercialização/Mercados

(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. A 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 deste setor ao redor do mundo. Cerca de 74% do 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.

Gráfico 1 - Investimentos Óleo e Gás



Fonte: Elaboração IBP com dados IEA

Dados energia

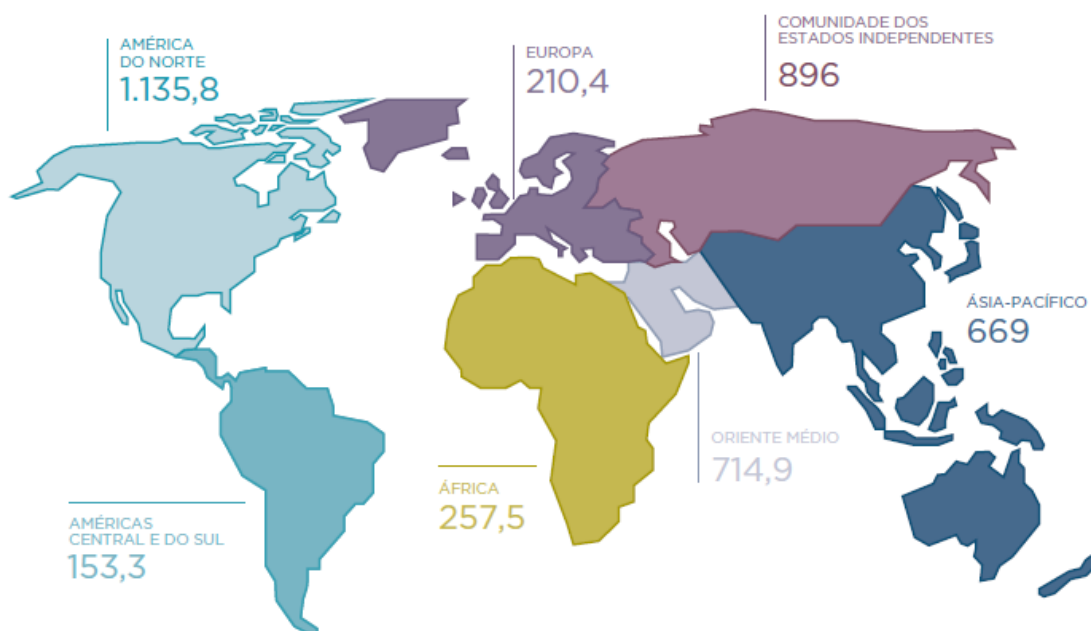
Investimentos crescentes no setor de óleo e gás estão relacionados ao persistente aumento da demanda de energia mundial. A demanda de energia primária aumentou 5,8% em 2021, de acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2022, superando os níveis de 2019 de 1,3%. O aumento histórico reflete a recuperação da demanda de energia e emissões para níveis pré-pandêmicos em 2021, revertendo a redução temporária em 2020, maior declínio desde 1945, resultante da pandemia do COVID-19. Segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de 2022, o volume de petróleo produzido no mundo em 2021 subiu 1,6% em relação a 2020, passando de 88,5 milhões de barris/dia para 89,9 milhões de barris/dia. Os países produtores da OPEP registraram crescimento (907 mil barris/dia), enquanto os que não fazem parte registrou crescimento menor (476 mil barris/dia). Entre os responsáveis pelo

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

maior crescimento da produção, estão a Líbia (198,4%), Irã (17,4%) e Venezuela (2,1%). Por outro lado, entre os países que apresentaram queda, estão Gabão (-12,7%), Guiné Equatorial (-12,7%), Angola (-11,6%) e Nigéria (-11,1). Já entre os países que não fazem parte da OPEP, a Síria foi a responsável pelo maior crescimento da produção (123,3%), enquanto o Lêmen apresentou a maior queda (-23,67%).

De acordo com o mesmo relatório, em 2021, a produção mundial de gás natural alcançou 4 trilhões de m³, após aumento de 4,5% em relação a 2020. Entre os países que registraram o maior crescimento, estão a Rússia (64,4 bilhões de m³), Argélia (19,3 bilhões de m³), EUA (18,3 bilhões de m³) e China (15,2 bilhões de m³). Por outro lado, os países que apresentaram as maiores baixas na produção de gás natural em 2021, em termos volumétricos, foram Reino Unido, com baixa de 6,8 bilhões de m³; Trinidad e Tobago, com baixa de 4,7 bilhões de m³; Nigéria, com baixa de 3,5 bilhões de m³. No ranking de maiores produtores globais, dentre as regiões, a América do Norte se manteve como maior produtora (28,1% do total mundial), a Comunidade dos Estados Independentes (22,2% do total mundial) e o Oriente Médio (17,7% do total mundial).

Imagem 14 – Produção de Gás Natural por Regiões Geográficas (bilhões de m³) - 2022



FONTE: BP Statistical Review of World Energy 2022.

Demanda de Óleo e Gás Mundial

Em consonância com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de 2022, o consumo mundial de petróleo registrou crescimento de 6% (5,3 milhões de barris/dia) em comparação com 2020, mas permaneceu 3,7 milhões de b/d abaixo dos níveis de 2019. Esse crescimento foi impulsionado principalmente por uma recuperação econômica na maior parte do mundo e pelo alívio das restrições de mobilidade relacionadas ao COVID-19. No ranking dos maiores consumidores, as três primeiras posições se mantiveram as mesmas do ano anterior, os EUA (23,7% do total mundial), a China (16,4% do total mundial) e a Índia (5,2% do total mundial). Em relação ao preço do Petróleo, o óleo do tipo Brent teve cotação média de US\$ 70,91/barril no mercado spot, registrando um aumento de 69,5% em relação a 2020.

Em termos de gás natural, segundo o BP Statistical Review of World Energy 2022, a demanda global cresceu 5,3% em 2021, uma recuperação acima dos níveis pré-pandêmicos de 2019 e ultrapassou a marca de 4 trilhões de m³ pela primeira vez. Por regiões, a América do Norte

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Fonte: Bloomberg

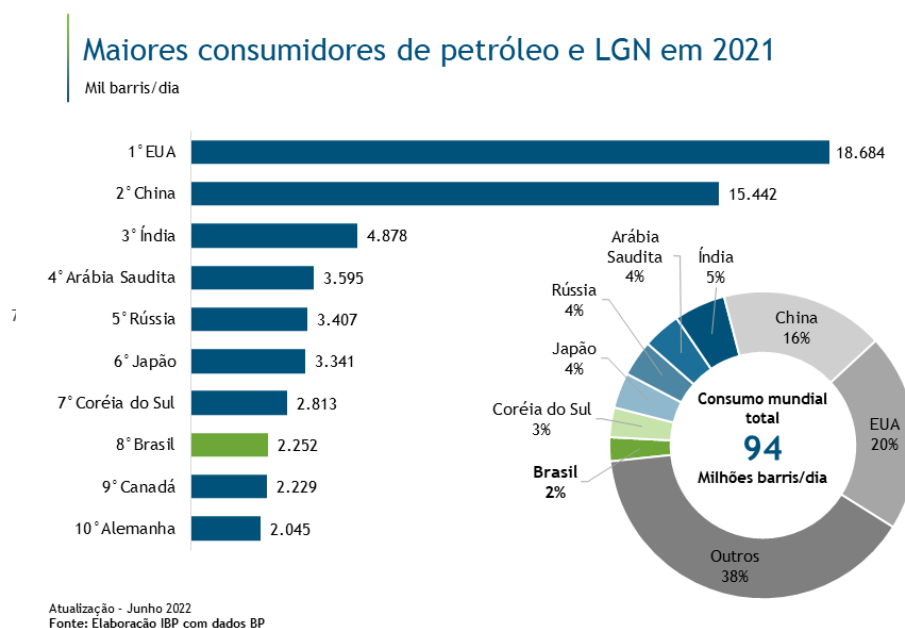
Produção e Exploração de Óleo e Gás no Brasil

Com 2,47% acima do recorde observado em 2020, o Brasil se encontra entre os principais países na produção e consumo de óleo no mundo em 2022, segundo levantamento ANP 2022, o país registrou uma produção média anual de petróleo de 3,021 milhões de barris/dia. A produção de gás natural no ano de 2022 foi recorde, tendo atingido a produção média anual 138 milhões de m³/dia, superando em 2,98% a marca de 134 milhões de m³/dia, observada no ano de 2021. Além disso, considerando a produção do ano de 2022 e as reservas provadas do Boletim Anual de Recursos e Reservas - BAR de 2022, a relação reserva/produção (R/P) é de 13 anos.

Em 2021, de acordo com dados da ANP, as exportações brasileiras tiveram queda de 3,5%, alcançando 482,9 milhões de barris. Contudo, dado a alta de 61,7% no preço médio do barril que passou de US\$ 39,20 para US\$ 63,38, foi gerada uma receita 56,1% maior que em 2020. A região Ásia-Pacífico foi novamente o principal destino das exportações, com 315,9 milhões de barris (65,4% do volume total), após diminuição de 14,1% em comparação a 2020. Por país, a China continua sendo isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 227,9 milhões de barris (47,2% do total). De acordo com dados do IBP, nos últimos dez anos, a atividade de extração de óleo e gás foi uma das principais responsáveis pelo ingresso de investimento estrangeiro direto no país, atraindo mais de US\$ 47 bilhões no acumulado. Isto representa aproximadamente 3% do total de IED no período, o que expõe a capacidade do setor de atrair grandes volumes de investimentos.

Ao fim de 2021, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 24,3 bilhões de barris, volume 20,3% maior que em 2020. Em relação as reservas provadas, totalizaram 13,3 bilhões de barris, alta de 11,7% em relação a 2020, das quais 435,1 milhões são de barris *onshore*. A relação reserva/produção (R/P) de petróleo aumentou de 11,1 anos, em 2020, para 12,6 anos, em 2021. Por sua vez, as reservas de gás natural aumentaram em 24,5%, na comparação anual, e somaram 562.6 bilhões de m3 em 2021.

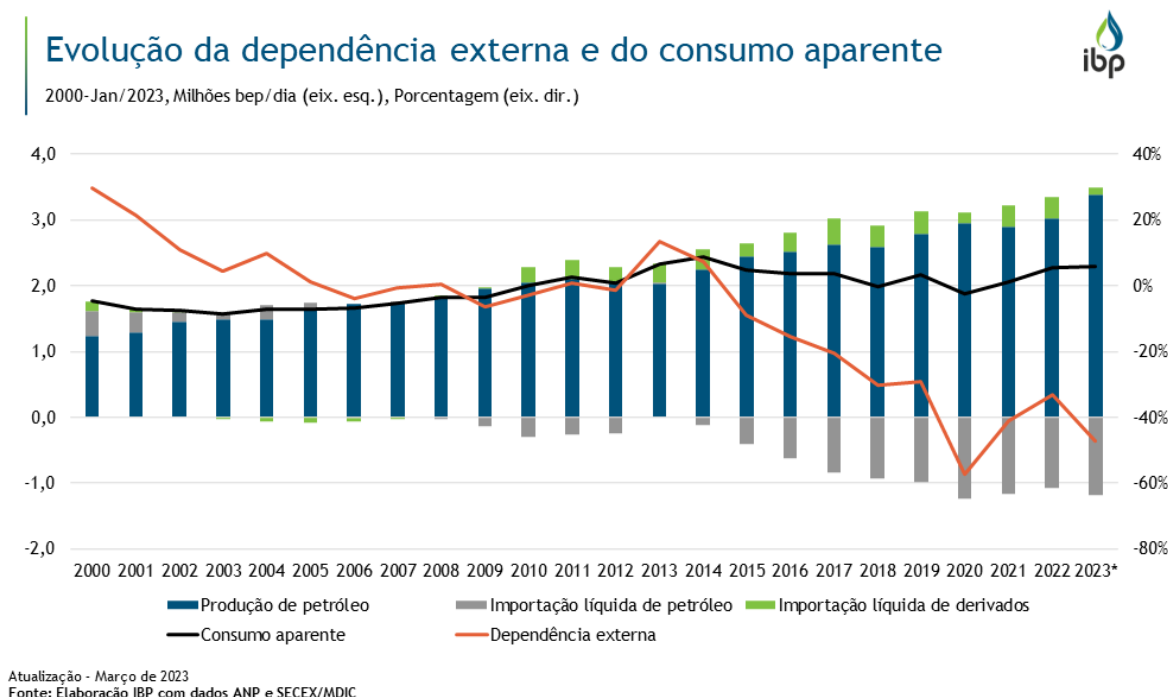
Gráfico 6 – Maiores consumidores de petróleo e LGN em 2020 (Mil barris/dia)



Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

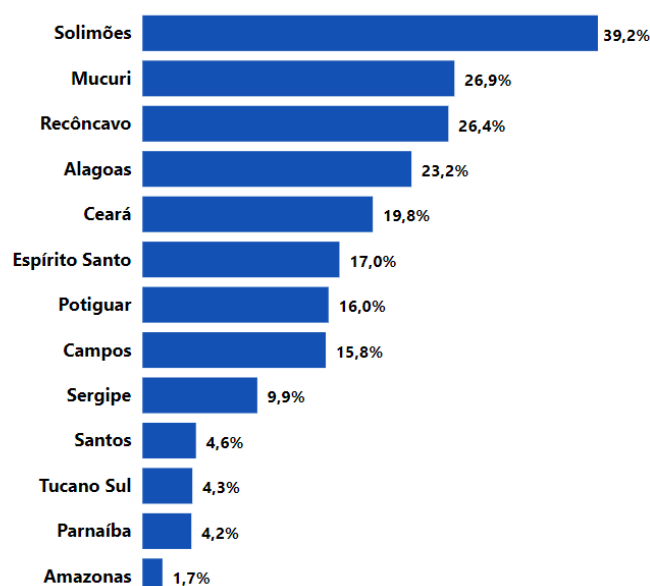
**Gráfico 7 – Evolução da dependência externa e do consumo aparente – 2020-
Novembro/2021, Milhões bep/dia (eix. esq.), porcentagem (eix. dir.)2010**



Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

De acordo com a ANP, a fração recuperada nacional de petróleo é de 10,6%, sendo que vários campos Brasileiros apresentam uma fração de recuperação abaixo da referência global de 35%, conforme Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás no Brasil – ANP (2018).

Gráfico 8 – Fração Recuperada de Petróleo por Bacia



Fonte: ANP, dados de 2022

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Dada sua relevância na produção de petróleo mundial, o Brasil se consolida cada vez mais como um grande player na indústria. Os resultados econômicos e sociais obtidos pela indústria de óleo e gás cresceram de forma exponencial desde o início da exploração *offshore* na Bacia de Campos, na década de 1970. Todavia, a indústria petrolífera brasileira tinha – e ainda tem – potencial para crescer muito mais.

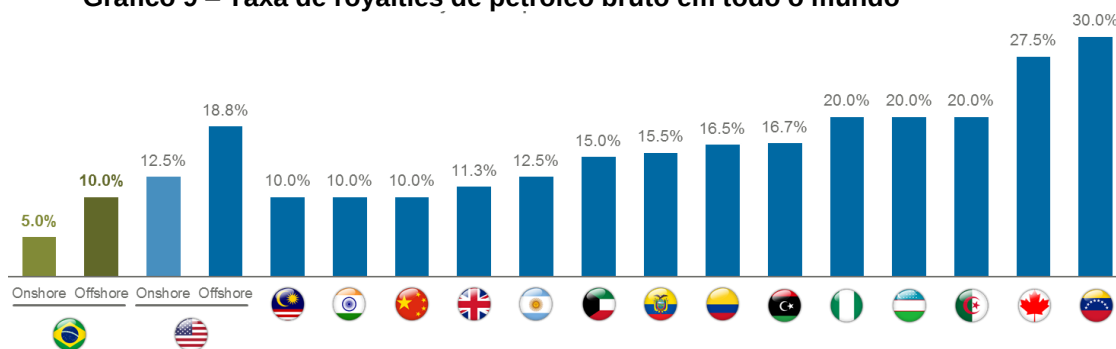
Em conformidade com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 – PDE do Ministério de Minas e Energia, nos últimos anos, a volatilidade dos preços das commodities de petróleo e gás natural, sobretudo em cenários de instabilidade geopolítica, contribuem para que empresas busquem por oportunidades de negócios com redução de custos operacionais, alta produtividade e baixo risco exploratório, acelerando seus desinvestimentos em campos terrestres. A redução de investimentos em campos maduros onshore e offshore pela Petrobras, principal player deste mercado no país, que priorizou a alocação de recursos para campos do pré-sal, impulsionou Programas governamentais como o REATE 2020 – Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020) e o Promar – Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos. Esses possuem o intuito de revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres, estimular o desenvolvimento local e regional, fomentar o aproveitamento de recursos em reservatórios de baixa permeabilidade, assim como aumentar a competitividade da indústria petrolífera terrestre nacional.

Desse modo, além da Petrobras maximizar o valor do portfólio, com foco em investimentos nos ativos de águas profundas e ultraprofundas, os movimentos representam oportunidades para pequenos e médios produtores darem continuidade a esses projetos com taxas internas de retorno mais baixas, como a PetroReconcavo, com foco na revitalização e em estudos que promovam um aumento no fator de recuperação (FR), através de métodos de recuperação desses campos. Como a maioria desses campos encontram-se em declínio de produção, esses estudos, apesar de não implicar necessariamente no aumento da produção, possibilita um maior aproveitamento dos recursos *in-situ*. Desse modo, é estimado o incremento em 202 milhões de barris de óleo equivalentes dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR das bacias *onshore* brasileiras, segundo PDE 2031.

De acordo com a Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo e Gás – ABESPetro, a aceleração da produção com agilização de leilões de blocos é crucial para a estabilidade do setor no país, promovendo ganhos em competitividade, criação de empregos e estímulo à economia. 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. Em 2021, a ANP aprovou a publicação da resolução que regulamenta a redução da alíquota de royalties como incentivo às empresas de pequeno e médio portes. Em 2018, a Diretoria Colegiada da ANP já havia aprovado a Resolução nº 749, que regulamentou a redução de 10% para 5% as taxas de royalties para produção incremental em campos maduros, tornando-se uma das menores mundialmente, a permissão de empréstimo com base em reservas, renovação de concessões e medidas de incentivo à comercialização de gás diretamente entre produtores e compradores finais, entre outras, representaram mudanças fundamentais no setor viabilizando a entrada de novos players que poderão agregar em expertise e eficiência para aumentar a produção de campos maduros e potencializar o fator de recuperação destes campos.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Gráfico 9 – Taxa de royalties de petróleo bruto em todo o mundo



Fonte: The Law Library of Congress, Global Legal Research Center

Gráfico 10 – Portfólio

Período 2021-2025

 E&P	 Downstream	 Gás e Energia
■ 209 ativos de terra e águas rasas no Brasil (23 ativos em 2020) ■ Ativos em outros países: Argentina, Bolívia, Colômbia e EUA ■ Polo Marlim (50%) ■ Albacora/Albacora Leste ■ Frade	■ REFAP ■ Braskem ■ RNEST ■ Colômbia ■ REPAR ■ PBIO ■ RLAM ■ BSBios ■ LUBNOR ■ BR ■ REGAP ■ REMAN ■ SIX	■ NTS (10%), TBG, GTB e TSB ■ Gasodutos rotas ■ ANSA ■ GASPETRO ■ Térmicas ■ UFN-III

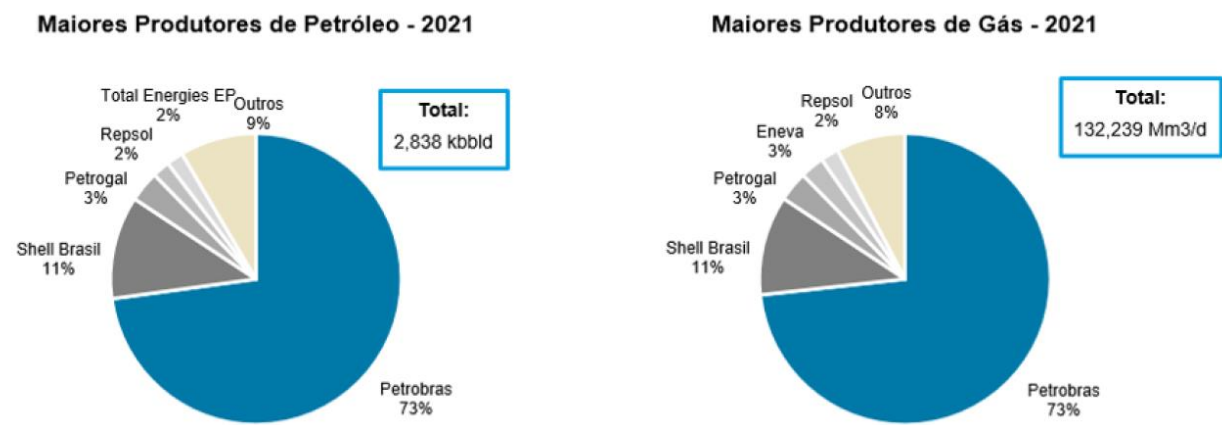
Gestão ativa de portfólio US\$ 25-35 bilhões

Fonte: Petrobras

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

Gráfico 11 – Maiores Produtores



Fonte: ANP

De todo modo, em 2022, a maior parte da produção foi proveniente de reservatório do pré-sal que representa em média 75,2% da produção nacional, em barris de óleo equivalente e a Petrobras continua sendo a principal produtora de petróleo e gás no país, com crescimento de 4,0% na produção de óleo e gás em 2022. Em 2022 a produção própria da Petrobras nos campos do pré-sal representou em 73% do total produzido pela petroleira.

Considerando a produção total de óleo e gás do país em dezembro de 2022, de acordo com os dados de produção retirados do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (edição nº 148-dez/2022), a Petrobras é a maior produtora, com uma produção de 2,7 milhões de barris equivalentes (excluindo-se a produção dos Polos Remanso e Miranga), seguida pela Shell Brasil com uma produção de 416,9 mil barris equivalentes por dia. Além do Grupo PetroReconcavo, existem mais de 30 empresas relacionadas como concessionárias de campos onshore na ANP, 16 delas com produção diária média acima de 100 boed em abril de 2022.

Considerando a produção dos ativos de propriedade da PetroReconcavo e sua subsidiária, incluindo: (a) a produção do Polo Riacho da Forquilha incluindo a participação da Companhia nos campos operados por parceiros; (b) a produção do Polo Remanso + BTREC; (C) a produção do Polo Miranga; e (d) a produção da SPE Tiêta; a PetroReconcavo 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)
PetroReconcavo	23	13.371	10.158
Eneva	13	776	28.006
3R	2	19.270	8.832
Origem	7	2.159	5.773
Sonangol	13	7	2

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Notas: Fonte: dados do painel dinâmico de produção da ANP, dezembro de 2022. (1) incluindo a produção média diária de todos os ativos da Companhia de dezembro de 2022.

Demanda de Óleo e Gás no Brasil

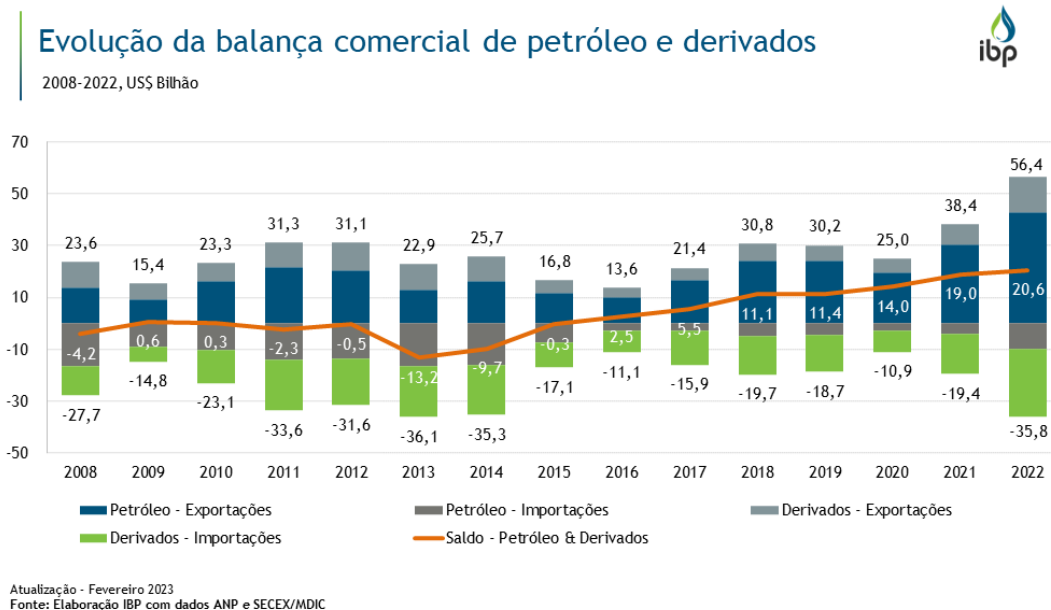
Com o crescimento da produção nacional e a consequente redução da dependência de importações, a balança comercial do setor petrolífero e derivados apresenta saldo líquido positivo desde 2016, registrando o recorde de US\$ 20,6 bilhões no ano de 2022. Esse saldo reflete a recuperação do preço internacional do petróleo após a queda causada pela pandemia da Covid-19 em 2020, bem como foi impulsionado pelos crescentes preços de energia aprofundados pelo conflito entre Rússia e Ucrânia no período.

(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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 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, Netzch, Schlumberger e National Oil Well Varco (NOV) para fornecimento de equipamentos de bombeio artificial;
- Precision Drilling para aquisição de sondas de perfuração;
- Perbras, Braserv, Geopetro, Tucano para serviços de sonda;
- Halliburton para gerenciamento de fluidos e resíduos de perfuração;
- Tenaris Confab, V&M, Apolo Tubulars para o fornecimento de hastes de bombeio e tubos de revestimento e de produção;
- Vallourec para fornecimento de soluções tubulares;
- B&S Oil Tools para ferramentas de poço;
- Oilequip, Web Nordeste e Perpec para equipamentos de superfície;
- Curimbaba e Cristo Rei para fornecimento de propantes utilizados nas atividade de *workover*;
- Sulamericana, Agroquimica e Lucas Pires para fornecimento de HCL apicáveis nas operações de acidificação,
- Moraes de Castro para forecimento de KCL aplicáveis para amortecimento de poços;
- Transbet e Benel para transporte rodoviário de flúidos;
- Enerflex para instalações, locações e manutenção de compressores;
- Enerfles Howden, SSE do Brasil para fornecimentos de sobressalentes rotativos de compressores
- Norteng para projetos de instalação de novos compressores;
- Metalesp, Iturri Coimpar, Implementos Rodoviários São Paulo e Unitécnica para fornecimento de reboques, semireboques e demais implementos rodoviários;
- Vix para movimentação de equipamentos e materiais dentro das diversas operações;
- Makro para elevação de equipamentos e através guindastes diversos;
- Emerson Process, Yokogawa, Nova Smar e Altus para equipamentos de medição, transmissores de pressão e automação;
- Tubasa, Aço Tubo e InoxTech para fornecimento de tubulações e válvulas diversas;
- Danfoos do Brasil para fornecimento de painéis e inversores de frequência;
- TRP Indústria e Comércio e Contrafo para fornecimento de transformadores;
- RCS Tecnologia Ltda para serviços de manutenção em geral;
- Grupo GPS referentes a serviços de vigilância patrimonial e facilities;
- Localiza Rent a Car referente a aluguel de veículos;
- Prevenfor para implantação e projetos de prevenção e combate a incêndio;

1.5 Principaux clients

1.5 Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

(a) montante total de receitas provenientes do cliente; e

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, as receitas operacionais líquidas auferidas pela Companhia foram de R\$ 2.975.939 mil. Os clientes com mais de 10% da receita estão listados abaixo:

Cliente	% da Receita Líquida
Petroleo Brasileiro S.A. Petrobras	67%
Companhia de Gás da Bahia - BahiaGas	14%

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

As receitas operacionais auferidas (indiretamente) pela Companhia são 100% oriundas do segmento de segmento de exploração e produção de petróleo e gás, único ramo em que a Companhia atua.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

1.6 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

Todos os normativos mencionados abaixo são aplicáveis às atividades desenvolvidas pela Companhia no âmbito dos contratos de concessão e produção dos quais a Companhia é parte.

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

CNPE

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 2022, a ANP conduziu 17 rodadas de blocos exploratórios e quatro de campos maduros sob o regime de concessão; seis do pré-sal, sob o regime de partilha de produção; quatro ciclos de Oferta Permanente, sendo três sob o regime de concessão e um sob o regime de partilha; e duas rodadas de Volumes Excedentes da Concessão Onerosa, também sob o regime de partilha.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

condução das operações (operadora), sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas, ainda que não operadoras, pelo cumprimento das disposições previstas no respectivo contrato de concessão.

O processo de habilitação se inicia com a apresentação de um conjunto de documentos obrigatórios, configurando a “manifestação de interesse”. As companhias que apresentarem manifestação de interesse devem pagar uma taxa de participação, que varia de acordo com a bacia onde os blocos estão localizados, antes da apresentação de sua habilitação técnica, legal e financeira. Ao realizarem tal pagamento, recebem um pacote com todos os dados relevantes das áreas em licitação, contendo informações técnicas e sumários geológicos.

Caso decida continuar no processo licitatório, a sociedade participará de uma segunda rodada de habilitação, na qual questões de ordem técnica, legal e financeira serão avaliadas.

Habilitação técnica. A habilitação técnica das sociedades participantes baseia-se na sua experiência em atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos (E&P). As sociedades que buscam habilitação como operadoras devem apresentar um sumário técnico com informações que comprovem sua capacidade operacional. Por outro lado, as sociedades que pretendam habilitação como não-operadoras somente podem participar de rodadas de licitação como membros de consórcios que possuam uma operadora devidamente habilitada para operar o bloco em questão.

Habilitação Jurídica. A habilitação jurídica das sociedades exige a apresentação à ANP da documentação societária pertinente, incluindo o contrato/estatuto social da sociedade e a descrição da sua estrutura societária. As sociedades estrangeiras participantes devem apresentar documentos que comprovem terem sido legalmente constituídas de acordo com as leis de seus países de origem e o compromisso de, na hipótese êxito na licitação, constituir sociedade com sede e administração no Brasil.

Habilitação financeira. A habilitação financeira depende da verificação de um patrimônio líquido mínimo exigido, com valores próprios para cada nível de habilitação. As sociedades com patrimônio líquido inferior ao exigido pela ANP não podem participar das licitações, a menos que o façam na qualidade de membro de um consórcio (não-operador). A habilitação financeira é realizada com base nas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da sociedade, referências bancárias e/ou outros documentos financeiros.

Caso todas as exigências acima elencadas sejam satisfeitas, a sociedade está habilitada a participar da licitação e apresentar propostas para as áreas licitadas de sua categoria.

Análise das Propostas

A ANP, ao analisar as propostas apresentadas pelas sociedades interessadas, seleciona a proposta mais vantajosa de acordo com critérios objetivos definidos no respectivo edital de licitação. A pontuação de cada proposta é definida com base na soma ponderada dos pontos determinados para cada fator de avaliação. Nas últimas rodadas de licitação realizadas pela ANP, a fórmula utilizada pela ANP incluiu os seguintes fatores de avaliação: (i) bônus de assinatura, com peso relativo de 80%; e (ii) o Programa Exploratório Mínimo (“PEM”), com peso relativo de 20%.

Participações Governamentais

Com o advento da Lei do Petróleo e demais regulamentações aplicáveis emitidas pela ANP, os concessionários são obrigados a pagar à União as seguintes compensações financeiras:

- Bônus de assinatura;
- Pagamento por ocupação e retenção da área;
- Participação especial; e

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- 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 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 possui 2 Joint Operating Agreements: (i) um celebrado em 25/06/2004 (entre a Mandacaru Energia Ltda. e a Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., referente aos campos Cardeal e Colibri); e (ii) um segundo em vigor a partir de 12/01/2006 e celebrado entre Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda. e Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., 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 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 e exploração, 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.

Rodadas de Licitação

Dentre as rodadas mais recentes no regime de concessão, destacam-se (i) a 17ª Rodada de Licitações, realizada em 2021, na qual foram ofertados 92 blocos nas bacias sedimentares de Campos, Pelotas, Potiguar e Santos, totalizando aproximadamente 54 mil km² de área e (ii) 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 .

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 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão ocorreu em abril de 2022 e foram arrematados 59 blocos localizados nas bacias Espírito Santos, Potiguar, Recôncavo, Santos, Sergipe-Alagoas e Tucano, totalizando uma área de 7.854,91km².

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Pré-Sal e Áreas Estratégicas

As descobertas de petróleo 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 explorar e produzir petróleo e gás natural e terão direito a uma parcela da produção.

Isso difere do regime de concessão, em que a concessionária é proprietária de toda produção que obtiver em troca de pagamentos das participações governamentais ao Estado nos termos da Lei do Petróleo e dos contratos de concessão que vierem a ser firmados.

No contrato de partilha, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, recebe, como ressarcimento, volumes da produção correspondentes a suas despesas na exploração (o chamado óleo-custo). Além do óleo-custo, recebe também os volumes de produção correspondentes aos royalties devidos e o óleo-lucro, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

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.

Cumpramos 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 do 1º Ciclo da Oferta Permanente – Partilha, que teve início em agosto de 2022 e possui data prevista de finalização em maio de 2023.

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").

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

autárquico especial e vinculada à Presidência da República.

(b) principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor

Licenciamento Ambiental

A Política Nacional de Meio Ambiente, instituída pela Lei Federal nº 6.938/1981, estabelece 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.

A instalação e operação de empreendimentos em zonas de amortecimento ou no interior de unidades de conservação deve observar regras legais específicas e, também, previstas nos respectivos zoneamentos e/ou planos de manejo das unidades de conservação, conforme disposto na Lei Federal nº 9.985/2000.

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 INEMA e o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte – IDEMA A, 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 (passíveis de renovação periódica) 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.

A ausência de licença ambiental ou a operação em desacordo com as licenças ambientais emitidas, independentemente de a atividade estar causando danos efetivos ao meio ambiente,

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

caracteriza a prática de ilícito penal e administrativo, sujeitando o infrator a sanções criminais e administrativas, além da obrigação de recuperar e/ou indenizar eventuais danos causados ao meio ambiente e a terceiros, e de expor a Companhia a riscos reputacionais. No âmbito administrativo, além das outras sanções, as multas, de acordo com o art. 66 do Decreto Federal nº 6.514/2008, podem chegar a R\$ 10 milhões (aplicáveis em valor dobrado ou triplicado em casos de reincidência).

A Companhia, possui aproximadamente 700 licenças ambientais válidas junto ao IDEMA, com um custo anual de, aproximadamente R\$ 13 milhões.

A Companhia acompanha o trâmite da ação direta de inconstitucionalidade nº 0103625-63.2020.1.00.0000 (ADI 6566) proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás – ABPIP, a qual 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, uma vez que eventual resultado favorável poderia ensejar a revisão dos valores gastos pela Companhia para viabilizar o licenciamento ambiental.

Responsabilidade Ambiental

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. Caso a Companhia cause ou contribua para a causa de algum dano ambiental, poderão ser verificados efeitos adversos em seus resultados e negócios, inclusive sob o ponto de vista reputacional. As três esferas de responsabilidade mencionadas são distintas e independentes porque, por um lado, uma única ação do agente econômico pode lhe gerar responsabilidade ambiental nos três níveis, com a aplicação de três sanções diversas. Por outro lado, a ausência de responsabilidade em uma de tais esferas não isenta, necessariamente, o agente da responsabilidade nas demais.

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 (Lei de Crimes Ambientais), 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,

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 das atividades desempenhadas nos campos podem recair sobre o novo operador, ainda que tenham ocorrido em momento anterior à transferência da concessão.

Resíduos Sólidos

A Política Nacional de Resíduos Sólidos (“PNRS”), instituída pela Lei Federal n.º 12.305/2010, tem por objetivo reunir o conjunto de princípios, instrumentos, diretrizes, metas e ações para viabilizar a gestão integrada e o gerenciamento ambientalmente adequado dos resíduos sólidos e rejeitos, exceto os rejeitos radioativos, que são regulados por legislação própria e específica.

A PNRS dispõe acerca da (i) prevenção e redução na geração de resíduos, com um conjunto de instrumentos para propiciar o aumento da reciclagem e da reutilização dos resíduos sólidos e a destinação ambientalmente adequada dos rejeitos; (ii) instituição de instrumentos de planejamento; e (iii) imposição que os particulares elaborem seus Planos de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (“PGRS”).

Por meio da responsabilidade compartilhada, instituída pela PNRS, as tarefas e custos envolvidos nas diferentes etapas de gerenciamento de resíduos sólidos são pulverizados por toda a cadeia, na medida de responsabilização de cada uma das partes envolvidas, onde o responsável pela geração de resíduos sólidos é também responsável pela sua segregação, armazenamento, transporte e destinação final ambientalmente adequada, podendo ser obrigado a reparar os danos ambientais decorrentes da má gestão dos resíduos sólidos.

Nesse sentido, a contratação de terceiros para consecução de qualquer das fases do gerenciamento de resíduos sólidos, a exemplo da destinação final ambientalmente adequada, não exime a responsabilidade da Companhia por eventuais danos ambientais causados por terceiros contratados. A disposição inadequada, a ausência de PGRS, bem como os acidentes decorrentes do manuseio inadequado desses resíduos e rejeitos, além de poder resultar na contaminação de solo e de águas subterrâneas, podem ensejar a aplicação de sanções nas esferas administrativa (multas que podem variar de R\$5.000,00 a R\$50.000.000,00) e penal, bem como responsabilização no âmbito civil pela reparação de danos causados ao meio ambiente, sendo que, neste último caso, independe de comprovação de culpa.

Recursos Hídricos

A Lei Federal n.º 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos (“PNRH”), estabelece que o uso de tais recursos está sujeito à emissão de outorga pelo Poder Público, seja para a captação de água, ainda que de um poço artesiano e/ou para consumo humano, seja para o lançamento de efluentes e de demais resíduos líquidos ou gasosos em um corpo d'água, tratados ou não, com o fim de sua diluição, de transporte ou de disposição final. Estão dispensados da outorga os usos de proporções insignificantes e quando a captação/lançamento se dá por meio da rede pública, desde que essa possua sistema de tratamento adequado.

A PNRH dispõe que a captação ou o lançamento realizado sem outorga de direito de uso de recursos hídricos sujeita a pessoa física ou jurídica a penalidades como, por exemplo, advertência, embargo provisório ou definitivo, interdição e multa, simples ou diária, que pode variar de R\$100,00 a R\$50.000.000,00.

Caso a Companhia utilize a rede pública de esgoto para o despejo de efluentes, a concessionária do serviço é responsável pela obtenção da outorga e o interessado (por exemplo, a Companhia) deve solicitar à concessionária a ligação à rede pública.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Por fim, considera-se infração administrativa a utilização de recursos hídricos para qualquer finalidade sem a respectiva outorga ou em desacordo com as condições estabelecidas, bem como a perfuração de poços tubulares sem a devida autorização ou o lançamento de efluentes de forma irregular.

Áreas Contaminadas

Em âmbito federal, a Resolução nº 420 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (“CONAMA”), de 28 de dezembro de 2009, dispõe sobre critérios e valores orientadores de qualidade do solo quanto à presença de substâncias químicas e estabelece diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas em decorrência de atividades antrópicas. Nos termos da norma, uma contaminação consiste na “presença de substância(s) química(s) no ar, água ou solo, decorrentes de atividades antrópicas, em concentrações tais que restrinjam a utilização desse recurso ambiental para os usos atual ou pretendido, definidas com base em avaliação de risco à saúde humana, assim como aos bens a proteger, em cenário de exposição padronizado ou específico”.

Os órgãos ambientais têm adotado posturas cada vez mais severas com relação ao gerenciamento de áreas contaminadas, inclusive com o estabelecimento de padrões ambientais orientadores para a qualidade do solo e águas subterrâneas.

A adoção de medidas de investigação, remediação e monitoramento pode acarretar gastos significativos e a falta dessas ações pode desencadear responsabilização nas esferas administrativa, criminal e civil.

Ademais, a remediação de contaminações não está sujeita a limite de valores. Da mesma forma, a responsabilidade por danos ambientais não está sujeita a prazos de prescrição, ou seja, não são extintas no decorrer do tempo. No caso de existência de áreas contaminadas e de descumprimento de diretrizes estabelecidas pelos órgãos ambientais e de saúde, poderemos estar sujeitos a sanções penais, civis, bem como administrativas, inclusive multas de até R\$ 50.000.000,00, conforme art. 61 do Decreto Federal nº 6.514/98.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP)

Nos termos da Instrução Normativa nº 13/2021 do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (“IBAMA”), além do licenciamento ambiental, as atividades potencialmente poluidoras e/ou utilizadoras de recursos ambientais elencadas nas normas mencionadas estão sujeitas à realização de seus cadastros junto ao Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras (“CTF”). Caso haja autuações, os valores podem variar de R\$50,00, se pessoa física, ou R\$150,00, se microempresa, e R\$9.000,00, se empresa de grande porte, conforme previsto no artigo 76, do Decreto Federal nº 6.514/2008. A inscrição da pessoa jurídica no CTF acarreta as seguintes obrigações acessórias, nos termos da Lei Federal nº 6.938 de 31 de agosto de 1981: (i) o pagamento da TCFA – Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental; e (ii) a entrega de Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (“RAPP”).

A TCFA é prevista no artigo 17-B da Lei Federal nº 6.938/1981, incluído pela Lei Federal nº 10.165/2000. De acordo com o mencionado dispositivo, a TCFA tem como fato gerador o “exercício regular do poder de polícia conferido ao IBAMA para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais”.

(c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Patentes

A Companhia não é dependente de forma relevante de seus ativos de patentes

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 é titular de 3 registros perante o INPI para as marcas “CIRANDA VIVA RECONCAVO”, “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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Além disso a Companhia possui os domínios petroreconcavo.com.br, pepsa.com.br e potiguarep.com.br registrados no Brasil.

Licenças

A Companhia possui as licenças Software AspenTech, Software Sophos, Software SoftExpert (Módulos SE Document), Software TOTVS / RM, Software Fluig TOTVS para o auxílio ao desenvolvimento de suas atividades.

Concessões

A Companhia têm atualmente 59 concessões, sendo 33 localizados na Bacia Potiguar (dos quais 2 são operados em parceria), 25 localizados na Bacia do Recôncavo e 1 localizado na Bacia Sergipe-Alagoas. Além disso, a Companhia detém 6 blocos exploratórios.

Franquias

A Companhia não é dependente de Franquias par ao desenvolvimento de suas atividades.

Contratos de Royalties

Corresponde a participação governamental paga ao Tesouro Nacional em face da produção realizada pelos campos próprios nas Bacias do Recôncavo e Potiguar, em que a Companhia 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);

A Resolução da ANP nº 877, de 16 de maio de 2022, dispõe sobre o enquadramento de campos marginais para campos terrestres que obedeçam a um ou mais dos seguintes critérios: a) produção total de até 900 barris de óleo equivalente por dia (boed); b) produção total de até 1.800 boed para campos de gás natural; c) produção total de até 1.350 boed e grau API inferior a 22; ou d) BSW superior a noventa e oito por cento.

Em 5 de agosto de 2022, a Reunião de Diretoria Colegiada da ANP nº 1097 aprovou o resultado da primeira análise de enquadramento de campos de petróleo e gás natural que apresentam economicidade ou produção marginal com base na Resolução ANP nº 877/2022, classificando 51 concessões da Companhia como campos marginais. O CNPE, então, divulgou uma orientação no sentido de conceder, com base em critérios preestabelecidos, redução de royalties para o mínimo legal de 5%, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Nesse sentido, a Companhia irá pleitear junto à ANP, a assinatura imediata dos aditivos dos contratos de concessões no sentido de reduzir para 5% os royalties das concessões caracterizadas como campos marginais, tendo efeito sobre a produção do mês subsequente à assinatura dos termos aditivos aos contratos das concessões.

(d) contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

- i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Não se aplica. A Companhia conforme estabelecido na Política de Doações e Patrocínios, aprovada em reunião do Conselho de Administração da PetroReconcavo S.A. em 16 de setembro de 2021, e pelo seu Código de Ética e Conduta, em está impedida de realizar doacoes a partidos politicos o qualquer candidato a cargo eletivo.

ii. em favor de partidos políticos

Não se aplica.

iii. para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos

Não se aplica.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

1.7 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 aufera 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 auferе receitas relevantes em outros países além do Brasil.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

1.8 Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável, pois a Companhia não aufera receitas relevantes em outros países além do Brasil.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

1.9 Informações ambientais, sociais e de governança corporativa (ASG)

(a) Se a companhia divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

Com foco em aprimorar a consolidação de sua estratégia de desenvolvimento sustentável, desde 2022 a companhia publica seu Relatório de Sustentabilidade com base na metodologia GRI (Global Reporting Initiative), elencando as informações que compreendem os aspectos ambientais, sociais e de governança das operações da PetroReconcavo no Brasil. A partir dessa publicação a Companhia almeja construir um caminho de diagnóstico e crescimento perene, estratégico e sustentável, desenhando iniciativas para potencializar os impactos positivos e mitigar os impactos negativos em toda a cadeia de valor. Em 2023, lançamos a segunda edição desse documento, que compreende dados relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2022.

(b) A metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

A Companhia utiliza a metodologia da Global Reporting Initiative (GRI), em sua versão “De Acordo” na elaboração do Relatório de Sustentabilidade.

A Norma GRI 2 foi aplicada pela Companhia na elaboração do Relatório de Sustentabilidade para o fornecimento de informações relacionadas as nossas atividades, aspectos estratégicos e de governança, além de relatar informações sobre as nossas políticas, práticas e engajamento de stakeholders, com o intuito de esclarecer o perfil e o porte da Companhia e o contexto para entendimento de nossos impactos.

A Norma GRI 3 foi utilizada na definição dos temas materiais da Companhia que representam os impactos mais significativos na economia, no meio ambiente, nas pessoas e nos direitos humanos. O processo consistiu de quatro etapas, na qual a Companhia: (i) compreendeu o seu contexto; (ii) identificou os impactos reais e potenciais; (iii) avaliou a importância dos impactos; e, (iv) priorizou os impactos mais significativos para o Relatório de Sustentabilidade.

Como a Companhia é especializada na operação, desenvolvimento e revitalização de campos maduros em bacias terrestres de óleo e gás adotamos também a Norma GRI 11: Setor de Petróleo e Gás. Esta norma nos auxiliou a aprofundar nas informações dos nossos temas materiais bem como na descrição dos impactos significativos das nossas operações.

No documento relativo ao ano de 2022, no intuito de aprimorar o nosso monitoramento e ampliar a apresentação dos indicadores específicos para os nossos públicos de relacionamento, introduzimos alguns indicadores da SASB (Sustainability Accounting Standards Board). Nosso objetivo é ampliar a amostragem destes indicadores à medida em que formos evoluindo em nossos pontos de controle e gestão.

(c) Se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade

A Companhia ainda não dispõe de uma entidade independente para realizar a auditoria do seu Relatório de Sustentabilidade.

(d) Página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

O Relatório de Sustentabilidade está disponível para acesso em nossa página de Relações com Investidores, por meio do link <https://ri.petroreconcavo.com.br/a-petroreconcavo/relatorio-de-sustentabilidade/>

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

(e) Se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ASG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

O Relatório de Sustentabilidade da Companhia considera a divulgação da matriz de materialidade, a qual foi elaborada conforme a Norma GRI 3, como descrito no item 1.9 (b) deste Formulário de Referência. A Matriz de Materialidade está dividida entre os pilares ASG relacionados com os temas priorizados para este ciclo, pelos stakeholders da companhia (após consulta qualitativa e quantitativa)

Pilar Ambiental: Gestão da Água; Emissões; Resíduos (Perigosos, Perfuração e Rejeitos); Remediação e Recuperação e Acidentes Ambientais

Pilar Social: Gestão do Capital Humano e Atração de Talentos; Saúde, Segurança e Bem-estar; Relacionamento com as Comunidades Locais; Impactos Socioambientais das Operações no Entorno e Diversidade, Equidade e Inclusão.

Pilar Governança: Ética nos negócios e Gestão regulatória;.

De acordo com as normas da GRI Standard, em sua versão 2021, o relatório de ano base 2022 contém todos os indicadores-chave de desempenho relacionados nos conteúdos gerais (GRI 2) e temas materiais (GRI 3), cumprindo com os princípios de exatidão, equilíbrio, clareza, comparabilidade, completude, contexto de sustentabilidade, tempestividade e confiabilidade das informações. Além disso, como mencionamos no item 1.9 (b), introduzimos alguns indicadores da SASB (Sustainability Accounting Standards Board), os quais passam a compor os 26 indicadores-chave de desempenho da Companhia.

Quanto aos indicadores considerados materiais para o emissor, foram considerados os desempenhos relacionados aos aspectos de Performance Econômica, Impactos Econômicos Indiretos, Anticorrupção, Anticompetitividade, Biodiversidade, Efluentes e Resíduos, Emissões, Saúde e Segurança Ocupacional, Comunidades, Avaliação Social de Fornecedores, Saúde e Segurança do Consumidor, além dos indicadores do setor de Petróleo e Gás (GRI 11) e SASB (Exploração e Produção e Serviços) considerados materiais e prioritários para o negócio e desempenho da companhia, totalizando 17 indicadores de desempenho relacionados aos temas materiais.

Os indicadores-chave de desempenho e os indicadores materiais da Companhia estão relacionados na tabela a seguir:

GRI		
Indicador	Conteúdo	Indicador Material? ¹
201-1	Valor econômico direto gerado e distribuído	Não
203-1	Investimentos em infraestrutura e apoio a serviços	Não
205-2	Comunicação e capacitação em políticas e procedimentos de combate à corrupção	Sim
206-1	Ações judiciais por concorrência desleal, práticas de truste e monopólio	Sim
304-2	Impactos significativos de atividades, produtos e serviços na biodiversidade	Sim
306-1	Geração de resíduos e impactos significativos relacionados a resíduos	Sim
306-2	Gestão de impactos significativos relacionados a resíduos	Sim
306-3	Resíduos gerados	Sim

¹ Todos os indicadores apresentados nesta e nas tabelas a seguir, estão relacionados aos temas materiais da PetroReconcavo e são monitorados regularmente. Os indicadores considerados materiais e sinalizados com a palavra “Sim” na coluna “Indicador Material?”, terão o seu monitoramento intensificado para o ano de 2023.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

306-4	Resíduos não destinados para a disposição final	Sim
306-5	Resíduos destinados para disposição final	Sim
403-1	Sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho	Sim
403-5	Capacitação de trabalhadores em saúde e segurança do trabalho	Sim
403-7	Prevenção e mitigação de impactos de saúde e segurança do trabalho diretamente vinculados com relações de negócios	Sim
403-9	Acidentes de trabalho	Sim
405-1	Diversidade em órgãos de governança e empregados	Sim
413-1	Operações com engajamento, avaliações de impacto e programas de desenvolvimento voltados à comunidade local	Sim
414-2	Impactos sociais negativos na cadeia de fornecedores e medidas tomadas	Sim
416-2	Casos de não conformidade em relação aos impactos na saúde e segurança causados por produtos e serviços	Sim
413-2	Operações com impactos negativos significativos reais ou potenciais nas comunidades locais	Sim

GRI - Setor de Petróleo e Gás

Indicador	Conteúdo	Indicador Material?
11.8	Integridade de ativos e gestão de incidentes críticos	Não
11.9	Saúde e segurança ocupacional	Não
11.14	Impactos econômicos	Não
11.15	Comunidades locais	Não
11.18	Conflito e segurança	Não
11.22	Política pública	Não

SASB

Indicador	Conteúdo	Indicador Material?
EM-EP-320a.2.	Discussão dos sistemas de gestão usados para integrar uma cultura de segurança em todo o ciclo de vida de exploração e produção	Não
EM-EP-530a.1.	Discussão de posições corporativas relacionadas a regulamentações governamentais e/ou propostas de políticas que abordam fatores ambientais e sociais que afetam o setor	Não
EM-SV-530a.1.	Discussão de posições corporativas relacionadas a regulamentações governamentais e/ou propostas de políticas que abordam fatores ambientais e sociais que afetam o setor	Não

É importante ressaltar que os temas materiais priorizados pela PetroReconcavo para o ciclo de 2022 foram integrados às ações do planejamento estratégico construído pela companhia ao longo do ano.

(f) Se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

materiais para o negócio do emissor

A Companhia ainda não considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas em seu Relatório de Sustentabilidade.

(g) Se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

A Companhia ainda não considera recomendações da TCFD e de nenhuma entidade reconhecida relacionadas a questões climáticas.

(h) Se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas.

A Companhia apresentou em 2021, no seu primeiro Relatório de Sustentabilidade, o inventário de emissão de gases de efeito estufa referente ao ano de 2020 seguindo os conceitos e diretrizes estabelecidos pelas especificações do Programa Brasileiro GHG Protocol e em conformidade com a ISO 14064-1. Nesse inventário os gases de efeito estufa com potencial de aquecimento global foram avaliados e classificados em escopo 1, 2 e 3. Os indicadores de intensidade carbônica referentes aos Ativos Bahia e Potiguar estão disponíveis através do link <https://ri.petroreconcavo.com.br/a-petroreconcavo/relatorio-de-sustentabilidade/>

(i) Explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:

- i. a não divulgação de informações ASG
Não se aplica.
- ii. a não adoção de matriz de materialidade
Não se aplica.
- iii. a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG
Não se aplica.
- iv. a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas
A Companhia não realizou a auditoria das informações ASG divulgadas devido optar por adequar os seus dados de reporte aos frameworks utilizados no seu Relatório de Sustentabilidade. No entanto, planeja auditar a publicação do seu terceiro Relatório de Sustentabilidade.
- v. a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas.
A Companhia está verificando quais compromissos públicos irá adotar para convergir com a sua estratégia ASG.
- vi. a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa
Não se aplica.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

1.10 Informações 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.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

Neqócios extraordinários

Aquisição da Maha Energy Brasil Ltda. ("Maha Brasil").

Em 27 de dezembro de 2022 foi celebrado o “Quota Purchase Agreement” entre a Companhia e os sócios da Maha Energy Brasil Ltda. (“Maha Brasil”), para regular os termos e condições da aquisição da totalidade do capital social da Maha Brasil pela Companhia.

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, previstas no Quota Purchase Agreement (“QPA”) em 28 de fevereiro de 2023 concluímos a aquisição da totalidade das quotas (“Aquisição”) de emissão da Maha Energy Brasil Ltda. (“Maha Brasil”). A negociação foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US\$ 95.883.122,00 (noventa e cinco milhões, oitocentos e oitenta e três mil, cento e vinte e dois dólares norte-americanos), o que corresponde a 60% do preço de aquisição (US\$82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US\$3,7 milhões) e capital de giro (US\$9,3 milhões), conforme apurados na Data Efetiva (effective date) de 01 de janeiro de 2023.

A Companhia pagará ainda a segunda parcela correspondente 40% do preço de aquisição, no valor estimado de US\$55.200.000,00 (cinquenta e cinco milhões e duzentos mil dólares norte-americanos) no prazo de até 06 (seis) meses a contar da presente data. Adicionalmente, os vendedores terão o direito a receber eventual earnout, de até US\$ 36.100.000,00 (trinta e seis milhões e cem mil dólares norte-americanos), conforme regras e procedimentos previstos no QPA, das quais até US\$ 24.100.000,00 (vinte e quatro milhões e cem mil dólares norte-americanos) estão relacionadas a variações do preço de Petróleo Brent nos próximos três anos. O pagamento ocorrerá se o preço do petróleo exceder US\$ 80,00 por barril, e o pagamento máximo será alcançado se o preço do petróleo exceder US\$ 90,00 por barril. Os US\$ 12.000.000,00 (doze milhões de dólares norte-americanos) restantes estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia.

Como garantia ao cumprimento de certas obrigações assumidas pelos vendedores no QPA, uma parcela do valor a ser pago a título de preço da aquisição será retida em uma conta “escrow” e poderá ser subsequentemente liberada aos vendedores conforme previstos no QPA.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Não houve operações societárias com efeito relevante para a Companhia.

1.13 Acordos de acionistas

1.13 Acordos de acionistas

Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não aplicável.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente, não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

Nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente não foi celebrado nenhum contrato relevante pela Companhia ou por sua controlada que não fosse diretamente relacionado com as suas atividades operacionais.

1.16 Outras informações relevantes

1.16 Outras informações relevantes

Potencial Aquisição do Polo Bahia Terra

Em março de 2022 a Companhia apresentou, em conjunto com a Eneva S.A. (na proporção 60% para a Companhia, e 40% para a Eneva), a melhor proposta para aquisição da totalidade das participações da Petrobras em um conjunto de campos terrestres de E&P e instalações associadas, localizadas na Bacia do Recôncavo, no Estado da Bahia, Brasil, denominados conjuntamente Polo Bahia Terra, sendo a PetroReconcavo a operadora dos ativos. A Petrobras informou que a Companhia é a “*Selected Binding Offeror*”. Em seguida, foi iniciada a fase de negociação dos termos e condições para a potencial aquisição, que se bem-sucedida, poderá ensejar na assinatura de um contrato de compra e venda nos próximos meses.

A efetiva realização da potencial aquisição inclui, dentre outros termos, um preço total de aquisição superior a US\$ 1,4 bilhão, considerando pagamentos firmes e contingentes e a obrigação de assunção ou celebração de determinados contratos com terceiros. Apesar de constituir uma oferta vinculante para Companhia, a consumação da aquisição está sujeita à negociação e celebração do contrato de compra e venda e outros instrumentos relacionados à aquisição às aprovações legais e regulatórias competentes, bem como a satisfação de determinadas condições precedentes típicas de operações dessa natureza, em especial, para o fechamento da aquisição como, por exemplo, aprovação da aquisição pelo Conselho de Administrativo de Defesa Econômica – CADE e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, transferência das licenças ambientais, dentre outras. Além disso, a assinatura do contrato de compra e venda ainda está sujeita à aprovação dos órgãos competentes da Petrobras, podendo, portanto, a Petrobras a qualquer tempo desistir do processo de venda do Polo Bahia Terra, sugerir mudanças materiais aos termos incluídos em nossa oferta ou mesmo adicionar novos termos e condições materiais no decorrer das negociações.

O Polo Bahia Terra é um ativo que produz petróleo doce, leve, parafínico e gás doce com altos rendimentos de líquidos. Além disso, possui contratos de compra de petróleo de alguns produtores independentes da Bacia do Recôncavo e contratos de venda de petróleo e líquidos de gás natural com a Refinaria Mataripe (antiga Landulfo Alves, RLAM, operada pela Acelen) na bacia do Recôncavo. Por fim, a potencial transação ainda inclui a infraestrutura de midstream existente no polo. Um importante ativo é a Unidade de Processamento de Gás Natural (“UPGN Catu”), que é o principal centro de processamento de gás na bacia do Recôncavo. A aquisição dessa estação, após potencial fechamento dessa transação, colocaria a empresa em uma posição estratégica de consolidador na região.

Dentre outros benefícios com a potencial aquisição, vale destacar:

- Sinergia com ativos existentes da Companhia
- Óleo doce, leve, parafínico e gás doce com altos rendimentos de líquidos e alto valor de mercado
- Contrato exclusivo de offtake com Refinaria Mataripe para petróleo na bacia *onshore*. Preço de venda atraente com prêmio ao Brent (Baiano Mistura + US\$8,34/bbl, que atualmente traduz em cerca de Brent + US\$4/bbl) Inclui a infraestrutura de *midstream* de petróleo, colocando a Companhia em uma posição estratégica de consolidador na bacia
- Inclui a UPGN Catu, integrada com as operações atuais e principal centro de processamento de gás na bacia, e que por sua vez está interligada à malha de transporte por gasodutos da TAG, permitindo acesso aos principais consumidores na região nordeste do Brasil.

O Polo Bahia Terra é um grupo de vinte concessões onshore de E&P (originalmente, vinte e oito concessões, reduzidas para vinte, após a anexação de oito campos às concessões Fazenda Imbé e Tangará) localizadas na Bacia do Recôncavo (estado da Bahia, Brasil), organizadas em cinco sub- polos (Taquipe, Buracica, Araçás, Fazenda Bálsamo e Fazenda Imbé) que encontram-se geograficamente próximas a outros ativos já operados pela empresa: Polos Remanso, BTREC e Miranga.

1.16 Outras informações relevantes

Verificar também fatores de risco “A negociação da aquisição do Polo Bahia Terra junto a Petrobras está em andamento e a Companhia pode não ter sucesso em consumir a aquisição nos termos da oferta submetida à Petrobras ou em quaisquer outros termos.” e “As informações financeiras e operacionais sobre o ativo Polo Bahia Terra incluídas nesse Formulário de Referência podem ser insuficientes para a análise de todos os impactos da operação sobre a Companhia”, na seção 4.1 deste Formulário de Referência.

Para mais informações, vide itens 1.10, 2.11, 4.1 e 4.7 deste Formulário de Referência.

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, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., 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 (i) no campo de Cardeal, onde a PetroReconcavo S.A. detém 50% (cinquenta por cento) de participação, tendo a Mandacaru Energy (antiga Partex) como operadora com 50% de participação, e (ii) nos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, onde a PetroReconcavo S.A. tem 70% de participação e é operadora desde 01 de junho de 2021, tendo como parceira a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (“SHB”) com 30% de participação, as demais concessões são 100% da PetroReconcavo S.A., 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, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., por meio do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, a PetroReconcavo S.A. 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, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. e saída da Petrobras, sendo a Companhia a operadora da área unificada. Em 01 de junho de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., passou a conduzir e executar, na qualidade de Operadora, todas as operações e atividades objeto do Contrato de Concessão e, consequentemente, das áreas unitizadas denominadas de Jazida Alagamar, que se estende pelas concessões Sabiá e Sabiá-Bico-de-Osso, e Jazida Upanema, cuja área se estende pelas concessões Sabiá da Mata, Janduí e Angico.

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 com o cumprimento das condições precedentes foi concluído em 22 de dezembro de 2021. Com a cessão dos contratos de concessão, a Companhia assumiu, como concessionária, a partir de 23 de dezembro de 2021 as operações dos campos que compõem o ativo.

Adicionalmente, em razão da existência de jazidas compartilhadas, (i) o campo Gomo será objeto de acordo de individualização da produção entre a Companhia e a SPE 3R Rio Ventura, por meio

1.16 Outras informações relevantes

do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, tendo a SPE 3RRio Ventura como operadora da área unificada e as participações de cada um dos Concessionários; e (ii) o campo Cassarongongo será objeto de acordo de individualização da produção entre a Companhia e a Petrobras, por meio do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, tendo a Companhia como operadora da área unificada e as participações de cada um dos Concessionários.

Em 2021, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 9 (nove) campos em terra na Bacia do Recôncavo, na Bahia, denominado Polo Miranga. O fechamento da operação com o cumprimento das condições precedentes foi concluído em 06 de dezembro de 2021. Com a cessão dos contratos de concessão à subsidiária integral da Companhia, SPE Miranga S.A. ("SPE Miranga"), àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., a Companhia assumiu a partir de 07 de dezembro de 2021 as operações dos campos que compõem o ativo.

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. Adjudicação do objeto e homologação da licitação, qualificação de subsidiária (Potiguar E&P), àquela data, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., pagamento do bônus e envio do comprovante e assinatura do contrato de concessão pela Companhia e assinatura do contrato de concessão já foram concluídos.

A Companhia concluiu em 2023 a aquisição da totalidade das cotas ("Aquisição") de emissão da Maha Energy Brasil Ltda. ("Maha Brasil"), conforme divulgado ao mercado em 28 de fevereiro de 2023. Esta operação compreende a participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo. Desta forma através da sua subsidiária SPE Tiêta S.A. passou a operar o Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que detém os 25% restantes, o Campo de Tiê e os blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo com 100% de participação. A posição geográfica dos ativos adquiridos, em especial as concessões na Bahia, possibilitarão a futura integração com as operações da Companhia, visando capturar sinergias operacionais e otimização de recursos.

RESUMO DOS RELATÓRIOS DE RESERVA E DOS RELATÓRIOS DE RECURSOS CONTINGENTES ELABORADOS POR CONSULTOR INDEPENDENTE

Este item contém sumário do relatório de reservas 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. (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

1.16 Outras informações relevantes

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) 2018, aprovado pela Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (Society of Petroleum Engineers – SPE)). Os Relatórios de Reservas 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 de nossas Concessões, 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 constituem meras estimativas, não devendo ser interpretadas como quantidades exatas. As previsões contidas nos Relatórios de Reservas 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 nestas projeções 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 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 recuperarmos estimativas de Reservas 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.

Os relatórios da NSAI incluem certas limitações e notas acautelatórias com relação a incertezas inerentes à estimativa de Reservas, 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 Ltda. 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.

1.16 Outras informações relevantes

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 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 2022. A avaliação de nossas Reservas foi concluída em 14 de março de 2023 para a PetroReconcavo S.A. (Polo Remanso + BTREC, Polo Miranga e Polo Potiguar).

Estes relatórios não incluem nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas. 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.

As reservas mostradas 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 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 natural, 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,

1.16 Outras informações relevantes

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 não devem ser agregadas 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.

Atualmente, a Companhia e sua subsidiária está no processo de inscrição para receber extensões de contratos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Com base no forte histórico de extensões de contrato no Brasil e o compromisso da Companhia e sua subsidiária se candidatar, as estimativas de reservas incluem extensões dos contratos até por 27 anos.

A receita bruta mostrada neste relatório é a receita bruta ao interesse de trabalho da Companhia (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções e, conforme solicitado, foi aumentada para contabilizar certos impostos de receita reembolsados pagos na compra e venda de hidrocarbonetos, bem como taxas de processamento e transporte negociadas para o gás. A receita líquida futura se dá após as deduções o interesse da Companhia desses impostos, royalties, custos de capital, custos de abandono e despesas operacionais, assim como créditos de descontos de royalty, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. Companhia e ANP estão atualmente negociando a base de produção e as taxas usadas para calcular os descontos de royalty. As taxas de desconto de royalties utilizadas neste relatório foram fornecidas pela Companhia e estão previstas para entrar em vigor em 01 de janeiro de 2023. Os volumes de base de produção são as projeções do certificador de reservas provadas desenvolvidas em produção. Royalties e descontos de royalties são mostrados aqui como custos de royalties. 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.

O relatório de reservas foi preparado utilizando preços de óleo, LGN, gás e C5+ especificados pela Companhia. Para os Polos Remanso, BTREC e Miranga, todos os preços são baseados nos preços futuros do Brent. Os preços do óleo e do LGN são ajustados por campo para diferenciais de qualidade e mercado. Para o Polo Riacho da Forquilha, os preços do óleo e C5+ são baseados nos preços futuros do Brent. Os preços do óleo e do C5+ são ajustados por campo para diferenciais de qualidade e mercado. Uma projeção econômica é incluída na categoria de 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 2024. O preço do GLP utilizado no relatório é o de 15 de dezembro de 2022, com preço da Petrobras LCT Guamaré RN de R\$3.371,86 por tonelada ou US\$56,70 por barril. Os preços do gás são calculados com base nos contratos em vigor das propriedades e são ajustados para o conteúdo energético, taxas de processamento e transporte negociados e diferenciais de mercado. Os custos operacionais utilizados nestes relatórios baseiam-se nos registros de despesas operacionais da Companhia, a operadora da maioria das propriedades. Os custos operacionais são limitados aos custos diretos de arrendamento, polo, concessão e a nível de área

1.16 Outras informações relevantes

subsidiária 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 a nível de polo, custos de concessão, custos de área subsidiária, 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 são estimativas realizadas pela Companhia dos custos para abandonar os poços, as plataformas e as instalações de produção, líquidos de qualquer valor residual, e foram programados com base no cronograma fornecido pela Companhia. Os custos de capital e os custos de abandono não são escalados pela inflação.

RESERVAS

Segue abaixo tabela resumida das nossas reservas, com data base de 31 de dezembro de 2021, preparados de acordo com os Relatórios sobre Reservas. As reservas representam as parcelas de propriedade da Companhia nas concessões de sua titularidade, descontadas as participações de eventuais terceiros.

RESUMO DAS RESERVAS E RECEITAS POR ÁREA SUBSIDIÁRIA CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO BRASIL INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A. A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2022										
Área Subsidiária/Categoria	Reservas Brutas (100%)		Reservas Brutas Interesse de Trabalho			Reservas Líquidas				Receita Líquida Futura (M\$)
	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	Equivalente (MBOE)	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás ⁽²⁾ (MMCF)	C ₀ (MBBL)	Total Valor Presente de 10%
Total										
Provas Desenvolvidas em Produção	32.829,2	138.455,2	30.740,8	137.681,6	53.687,7	30.740,8	5.338,5	112.981,4	437,2	909.238,4
Provas Desenvolvidas a Produzir	19.866,9	173.995,7	19.282,2	173.867,1	48.260,0	19.282,2	6.707,5	142.688,2	282,7	1.556.904,5
Provas Não Desenvolvidas	26.954,5	55.223,4	25.444,4	55.011,7	34.613,0	25.444,4	2.177,2	44.259,8	176,2	1.334.287,5
Total Provas	79.650,6	367.674,2	75.467,3	366.560,3	136.560,7	75.467,3	14.223,1	299.929,4	896,0	3.800.430,4
Prováveis	23.331,5	76.357,3	21.571,7	76.028,9	34.243,2	21.571,7	2.966,1	61.953,3	177,0	1.094.033,5
Possíveis	10.742,5	7.394,0	10.109,3	7.270,4	11.321,1	10.109,3	273,0	5.370,8	47,8	448.087,2

Notas:

- (1) As reservas brutas de gás são volumes de cabeça de poço antes das deduções de uso do combustível na concessão, queima, perdas e processamento.
- (2) As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.
- (3) A receita líquida é negativa após a dedução dos custos estimados de abandono

Tabela 1: Prognóstico de produção bruta e líquida anual de ativos onde a PetroReconcavo e, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. são concessionárias e/ou estão em processo de extensão da concessão, conforme relatórios de Reservas 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 não devem ser agregadas sem uma ampla consideração desses fatores. A Tabela I mostra a soma das reservas 1P mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

1.16 Outras informações relevantes

RESERVAS COMPROVADAS CONSOLIDADAS



RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2022														
INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.														
RESERVAS PROVAS														
CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO POLOS REMANSO, BTREC, RIACHO DA FORQUILHA E MIRANGA, BRASIL														
RESERVAS BRUTAS														
INTERESSE DE TRABALHO														
RESERVAS LÍQUIDAS														
PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾														
NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS														
PERÍODO	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾
D-M-A	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF
31-12-2023	6.133,2	21.941,9	5.501,2	21.746,9	9.125,6	5.501,2	831,2	17.940,8	77,3	89,66	58,73	13,031	69,45	863
31-12-2024	6.609,7	27.722,7	5.997,9	27.559,2	10.590,9	5.997,9	1.070,8	22.625,2	85,0	90,74	55,06	14,457	65,14	985
31-12-2025	7.222,9	32.960,9	6.676,0	32.822,4	12.146,4	6.676,0	1.281,8	26.900,2	92,4	88,65	53,42	14,252	61,87	1.087
31-12-2026	7.140,4	31.537,7	6.689,9	31.425,7	11.927,5	6.689,9	1.238,8	25.712,2	87,3	84,56	54,94	14,083	59,50	1.188
31-12-2027	6.608,6	28.099,0	6.240,4	28.008,4	10.908,4	6.240,4	1.052,6	22.900,0	76,8	81,29	55,62	13,673	57,64	1.196
31-12-2028	5.968,2	26.614,8	5.681,1	26.541,5	10.104,6	5.681,1	1.034,3	21.703,5	66,9	79,07	54,17	13,358	56,36	1.198
31-12-2029	5.384,9	24.315,2	5.148,7	24.254,8	9.191,1	5.148,7	944,5	19.843,5	57,8	77,60	53,22	13,077	55,56	1.196
31-12-2030	4.832,2	21.316,9	4.635,7	21.267,0	8.180,2	4.635,7	827,7	17.398,5	50,1	77,11	53,03	12,812	55,37	1.193
31-12-2031	4.356,8	18.945,6	4.194,3	18.904,1	7.345,0	4.194,3	735,5	15.465,2	44,1	76,94	52,96	12,704	55,35	1.186
31-12-2032	3.879,5	16.833,7	3.744,7	16.799,0	6.544,5	3.744,7	653,3	13.741,7	39,1	76,87	52,95	12,694	55,35	1.163
31-12-2033	3.410,3	14.800,6	3.289,3	14.821,5	5.768,5	3.289,3	575,3	12.123,3	33,3	76,86	52,86	12,637	55,35	1.143
31-12-2034	3.016,1	13.102,1	2.922,8	13.077,9	5.102,4	2.922,8	508,4	10.697,0	27,7	76,83	52,28	12,554	55,35	1.108
31-12-2035	2.672,9	11.753,2	2.595,5	11.732,8	4.551,0	2.595,5	454,2	9.595,8	25,0	76,81	52,33	12,565	55,35	1.069
31-12-2036	2.367,5	10.556,3	2.303,3	10.539,1	4.059,8	2.303,3	407,9	8.617,8	22,6	76,76	52,38	12,574	55,35	1.021
31-12-2037	2.030,5	9.483,6	1.977,0	9.469,0	3.555,2	1.977,0	366,4	7.741,1	20,5	76,77	52,44	12,585	55,35	952
SUBTOTAL	71.633,5	310.034,3	67.606,7	308.968,1	119.101,4	67.606,7	12.008,6	252.905,5	805,3	81,72	54,07	13,346	59,25	
RESTANTE	8.017,0	57.640,0	7.860,8	57.592,2	17.459,3	7.860,8	2.214,5	47.023,9	90,7	75,98	50,49	12,110	55,35	
TOTAL	79.650,6	367.674,2	75.467,5	366.560,3	136.560,7	75.467,5	14.223,1	299.929,4	896,0	81,13	53,51	13,152	58,86	
PROD CUM	467.085,5	1.209.370,1												
FINAL	546.736,1	1.577.044,4												

Fonte: Relatório de Reservas com a data-base de 31 de dezembro de 2022.

Para mais informações sobre as Reservas Certificadas da Companhia, recomendamos que acessem os relatórios completos disponíveis no site de RI da Companhia em <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/relatorios-de-certificacao-de-reservas/>

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(a) condições financeiras e patrimoniais gerais;

Entendemos que as condições financeiras e patrimoniais da Companhia são suficientes para implementar o seu plano de negócios e cumprir com suas obrigações de curto e médio prazo. A geração de caixa da Companhia, juntamente com as linhas de crédito disponíveis, é suficiente para atender o financiamento de suas atividades e cobrir a necessidade de recursos para execução do seu plano de negócios.

Em 31 de dezembro de 2022, o índice de endividamento total, que corresponde à divisão do total de Capital de Terceiros (passivo circulante + passivo não circulante) pelo Capital Próprio (patrimônio líquido), foi de 0,73. Na mesma data, a posição de caixa e equivalentes de caixa era de R\$ 361.028 mil, a posição de aplicações financeiras era de R\$ 1.250.163 mil, totalizando R\$ 1.611.191 mil. Na mesma data, a dívida bruta, que compreende os saldos de empréstimos e financiamentos e valores a pagar por aquisições, era de R\$ 1.573.853 mil. Dessa forma, a Companhia apresentava caixa líquido de R\$ 37.338 mil.

(b) estrutura de capital;

Acreditamos que a Companhia apresentou, nos períodos indicados, uma estrutura de capital equilibrada entre capital próprio e de terceiros, condizente, em nossa visão, com suas atividades, na proporção apresentada na tabela abaixo:

(em R\$ milhares, exceto %)	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2022
Capital de terceiros (passivo circulante + passivo não circulante)	2.774.592
Capital próprio (patrimônio líquido)	3.810.502
Capital total (terceiros + próprio)	6.585.094
Parcela de capital de terceiros	42%
Parcela de capital próprio	58%

Ao longo de 2022, a Companhia reforçou sua estrutura de capital, com destaque para: (a) captação, em junho de 2022, de R\$ 1,1 bilhão em uma oferta subsequente de ações ordinárias (*follow-on*); e (b) contratação, em setembro de 2022, de financiamento no montante de US\$ 126.000 mil, cujos recursos foram utilizados para quitar financiamento bancário que a Controlada Potiguar E&P possuía, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A.. Este refinanciamento teve os seguintes objetivos: (i) simplificação dos *covenants* e garantias, a flexibilização dos compromissos de hedge, permitir a reorganização corporativa anunciada em 05 de setembro de 2022 e a liberação de todas as garantias reais (penhora de ações, de direitos de concessão, de ativos, etc.); (ii) reduzir os custos de empréstimos com taxas de juros mais baixas; e (iii) alongamento da dívida, reescalando o ritmo de amortizações.

(c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos;

Entendemos que a Companhia apresenta condições financeiras suficientes para cumprir com seus compromissos financeiros assumidos. Os índices de liquidez geral e corrente da

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Companhia em 31 de dezembro de 2022 eram de 2,4 e 1,5, respectivamente. O índice de liquidez geral corresponde à soma dos ativos circulante e não circulante, dividido pela soma dos passivos circulante e não circulante. Já o índice de liquidez corrente corresponde à divisão do ativo circulante pelo passivo circulante.

A Administração julga que a Companhia não tem risco significativo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa, 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. O EBITDA no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 1.609.420 mil.

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia apresentava saldo de caixa líquido no montante de R\$ 37.338 mil, conforme mencionado anteriormente. Assim, o índice de dívida líquida sobre EBITDA nessa data foi de -0,02x.

(d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas;

No último exercício social, as principais fontes de financiamento da Companhia foram: (i) fluxo de caixa gerado por suas atividades operacionais; (ii) endividamento bancário de curto e longo prazos; e (iii) oferta subsequente de ações (*follow-on*).

Em 27 de setembro de 2022, a Companhia contratou financiamento no valor de US\$ 126.000 mil, cujos recursos foram utilizados para quitar financiamento bancário que a Controlada Potiguar E&P possuía, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A.. Este refinanciamento teve os seguintes objetivos: **(i)** simplificação dos *covenants* e garantias, a flexibilização dos compromissos de hedge, permitir a reorganização corporativa anunciada em 05 de setembro de 2022 e a liberação de todas as garantias reais (penhora de ações, de direitos de concessão, de ativos, etc.); **(ii)** reduzir os custos de empréstimos com taxas de juros mais baixas; e **(iii)** alongamento da dívida, reescalando o ritmo de amortizações. As instituições financeiras credoras, lideradas pelo Banco Itaú BBA, foram Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco Safra S.A.

O referido financiamento tem vencimento em 60 meses a contar da data de assinatura do “Credit Agreement” e juros remuneratórios, a partir do desembolso, correspondentes à taxa de referência Term SOFR para 6 meses, acrescidos de 3,70% ao ano.

Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a um financiamento direcionado à inovação com a Finep, no montante de R\$ 331 mil e o financiamento bancário mencionado acima.

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, 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;

A Diretoria não vislumbra necessidades de recursos que não possam ser suportadas com os recursos atuais ou futuros dos quais a Companhia pode dispor. Caso sejam necessários recursos adicionais para cobertura de deficiência de liquidez no curto prazo, a Companhia pretende captar recursos junto ao mercado de capitais brasileiro e/ou instituições financeiras.

No item 2.1(f) abaixo estão descritas as principais linhas de financiamentos contraídas pela

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Companhia e as características de cada uma.

(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:

	31/12/2022
<i>R\$ mil</i>	
FINEP	331
Empréstimos bancários	670.168
Custos a amortizar	(14.918)
Total	655.581

No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a Companhia adquiriu financiamento perante a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep). Não houve alterações nas condições de financiamento divulgadas às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021.

Em 27 de setembro de 2022, a Controladora captou US\$126.000, com o objetivo de: (i) simplificação dos covenants e garantias, a flexibilização dos compromissos de hedge, permitir a reorganização corporativa anunciada em 05 de setembro de 2022 e a liberação de todas as garantias reais (penhora de ações, de direitos de concessão, de ativos, etc.); (ii) reduzir os custos de empréstimos com taxas de juros mais baixas; e (iii) alongamento da dívida, reescalando o ritmo atual de amortizações. As instituições financeiras credoras, lideradas pelo Banco Itaú BBA, foram Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco Safra S.A.

O Financiamento terá vencimento em 60 meses a contar da data de assinatura do “Credit Agreement” e juros remuneratórios, a partir do desembolso, correspondente à taxa de referência Term SOFR para 6 meses, acrescido de 3,70% ao ano.

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;

Abaixo, descrição dos *covenants* do financiamento:

- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) da Controladora não deve ser maior que 3,00;
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das Reservas Provasdas sobre Dívida Bruta) não deve ser menor que 1,50;
- Em qualquer momento, o Caixa Livre (Caixa e Equivalentes e Aplicações

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Financeiras, incluindo Fundos Cambiais) da Controladora não deve ser menor que R\$100.000 mil.

Em substituição às obrigações de *hedge* de petróleo, a Companhia deve manter parte de sua produção de gás natural contratada a preços pré-determinados (fixo ou piso) durante o prazo do financiamento.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022 e 2021, a Companhia esteve em *compliance* com seus *covenants*.

Adicionalmente, a Companhia possui algumas cláusulas restritivas para distribuição de dividendos, listadas abaixo:

- (1) Durante o exercício de 2023, a Companhia poderá declarar o máximo de 25% do lucro líquido como dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 2,00:1,00, mas não exceda 2,50:1,00. A Companhia poderá declarar o máximo de 50% do lucro líquido como dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 1,50:1,00, mas não exceda 2,00:1,00;
- (2) Após o exercício de 2023, nos anos que seguem, o exercício de 2023, a Companhia poderá declarar o máximo de 25% do lucro líquido como dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 1,50:1,00, mas não exceda 2,50:1,00.

(g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados; e

A Companhia não dispunha de nenhum contrato de financiamento cujo desembolso não tenha sido realizado integralmente.

(h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras e de fluxo de caixa.

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 2022 e 2021, as quais foram elaboradas de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Não ocorreram neste período alterações significativas de práticas e/ou políticas contábeis pela Companhia.

Análise das Demonstrações de Resultados Consolidadas

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 e da 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 e subprodutos 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”

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

supracitado. O fechamento dessa aquisição ocorreu em 22 de dezembro de 2021. Com isso, o “contrato de produção com cláusula de risco” foi encerrado.

Receita Operacional Bruta de Serviços

A receita operacional bruta de serviços vigorou até 22 de dezembro de 2021 e é auferida pela Companhia e decorre do seu Contrato de Produção supracitado, 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. 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.
- *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. No caso da Produção Incremental de gás, a Petrobras pagava 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.
- *Outras Receitas:* corresponde à parcela de 15% 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.

Receita com Vendas de Petróleo Bruto e Gás Natural Produzido nos Campos Próprios

A receita com vendas de petróleo bruto e gás natural e subprodutos corresponde à venda do petróleo bruto, produzidos nos campos em que a Companhia 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. 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 e subprodutos, até 2021 as controladas Potiguar E&P e a SPE Miranga, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., possuíam contratos 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 dos Polos Riacho da Forquilha e Miranga, limitados a volumes máximos pré-acordados e que são passíveis de revisões periódicas.

A partir do exercício de 2022, a Companhia e, àquela data, suas controladas, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A. firmaram contratos de suprimentos com algumas distribuidoras estaduais de gás natural, além de negociar os subprodutos de processamento de gás diretamente com comercializadores de gás de cozinha e com a Petrobras.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 com a venda de petróleo bruto, gás natural e subprodutos 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 com venda de petróleo bruto, gás natural e subprodutos 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 realizadas pela PetroReconcavo S.A. realizadas dentro do estado do Rio Grande do Norte e nas vendas de gás natural e subprodutos efetuadas pela Companhia.

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 à participação governamental paga ao Tesouro Nacional em face da produção realizada pelos campos próprios e que possuem 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*);

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- *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;
- *Custos com escoamento, processamento e transporte do gás*: correspondem aos custos para processamento do gás rico e tarifas pagas pela Companhia para escoamento e processamento do gás natural;
- *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 2022 e 2021 foi efetuada pela empresa especializada Netherland, Sewell & Associates, Inc.

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.
- *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.

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. 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, montantes denominados em moeda estrangeira devidos a fornecedores, saldo de financiamento denominado em dólares norte-americanos e valores a pagar por aquisições de ativos pela Companhia, denominados em dólares norte-americanos.

Imposto de Renda e Contribuição Social

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 sua controlada 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 à 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.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

(em R\$ mil, exceto %)	31/12/2022	AV	31/12/2021	AV	2022 x 2021
Receita líquida	2.975.939	100%	1.040.604	100%	186%
Custos dos serviços prestados e dos produtos vendidos	(1.534.412)	-52%	(667.850)	-64%	130%
Lucro bruto	1.441.527	48%	372.754	36%	287%
Despesas gerais e administrativas	(110.377)	-4%	(62.844)	-6%	76%
Outras despesas operacionais, líquidas	(2.239)	0%	(25.304)	-2%	-91%
Perdas de crédito esperadas	(70.711)	-2%	-	0%	n.m.
Despesas operacionais	(183.327)	-6%	(88.148)	-8%	108%
Resultado operacional	1.258.200	42%	284.606	27%	342%
Resultado financeiro, líquido	66.400	2%	(50.989)	-5%	n.m.
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	1.324.600	45%	233.617	22%	467%
Imposto de renda e contribuição social	(171.209)	-6%	(56.718)	-5%	202%
Lucro líquido do Exercício	1.153.391	39%	176.899	17%	552%

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021

Receita líquida

A Receita Líquida no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 2,9 bilhões milhões comparativamente a R\$ 1 bilhão milhões no mesmo período de 2021, o que representou uma variação de R\$1,9 bilhão milhões ou 186%.

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Receita Operacional de Serviços	-	0,0%	-100,0%	353.937	34,0%
Receita com Venda de Petróleo	2.658.964	89,3%	155,6%	1.040.426	100,0%
Receita com Venda de Gás Natural e subprodutos	1.548.074	52,0%	2132,3%	69.348	6,7%
Contratos de hedge	(441.631)	-14,8%	248,3%	(126.780)	-12,2%
Total da Receita Operacional Bruta	3.765.407	126,5%	181,6%	1.336.931	128,5%
Deduções da receita bruta	(789.468)	-26,5%	166,4%	(296.327)	-28,5%
Receita Operacional Líquida	2.975.939	100,0%	186,0%	1.040.604	100,0%

Receita operacional de serviços

Conforme mencionado anteriormente, 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 ocorreu em 22 de dezembro de 2021. Com isso, o “contrato de produção com cláusula de risco” foi encerrado. Por esse motivo, a receita operacional de serviços no ano de 2022 está zerada.

Receita com venda de petróleo

A receita com a venda de petróleo cresceu 89,3%, passando de R\$ 1,0 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 para R\$ 2,6 bilhões no mesmo período de 2022. Esse incremento deveu-se a alguns fatores, mencionados abaixo:

- (a) Devido ao fim do “Contrato de Produção”, mencionado acima, toda a receita da Controladora, que era caracterizada como prestação de serviços, passou a ser venda de produtos. A receita bruta da Controladora com a venda de petróleo no ano de 2022 foi de R\$ 576,9 milhões;
- (b) Além desse fator, a receita foi fortemente impactada pelo incremento da produção observado no período, acrescido do aumento de 43% no preço médio do barril de petróleo do tipo Brent, que passou de US\$70,73/bbl em 2021 para US\$101,19/bbl em 2022.

Receita com venda de gás natural e subprodutos

A receita com venda de gás natural e subprodutos cresceu 2.132,3%, passando de R\$ 69,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, para R\$ 1,5 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2022. Como mencionado anteriormente, a partir do ano de 2022, a Companhia e, àquela data, suas controladas, atualmente extinta por incorporação pela

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

PetroReconcavo S.A., iniciaram contratos para suprimento de gás natural para diversos distribuidores estaduais de gás natural e outros clientes, com melhoras significativas no valor do preço da molécula, quando comparado ao ano de 2021.

Contratos de hedge

Em contrapartida ao aumento na receita com venda de petróleo, a valorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, registramos uma perda de R\$441,6 milhões nessa rubrica, enquanto no mesmo período de 2021, a perda foi de R\$ 126,8 milhões.

Deduções da receita bruta

As deduções sobre a receita bruta da Companhia aumentaram 166,4%, passando de R\$296,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 para R\$789,5 milhões no mesmo período de 2022, refletindo, basicamente, o aumento na receita operacional bruta, que foi de 181,6%.

Receita líquida

Pelos mesmos fatores descritos acima, a receita líquida da Companhia aumentou 186,0%, passando de R\$ 1,0 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, para R\$ 2,9 bilhões no mesmo período de 2022.

Custos dos serviços prestados e produtos vendidos

Os custos de serviços prestados e vendas aumentaram 129,8%, passando de R\$ 667,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 para R\$ 1,5 bilhão no mesmo período de 2022, representando, respectivamente, 64,2% e 51,6% 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				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Royalties	240.876	15,7%	131,7%	103.980	15,6%
Custos de Operação e Manutenção e com Reparo de Poços	499.066	32,5%	59,1%	313.670	47,0%
Depleção e Depreciação	348.558	22,7%	39,3%	250.200	37,5%
Escoamento, processamento e transporte do gás	445.912	29,1%		-	0,0%
Total do Custo dos Serviços Prestados e Produtos Vendidos	1.534.412	100,0%	129,8%	667.850	100,0%
% da Receita Operacional Líquida	51,6%			64,2%	

O aumento nos custos dos serviços prestados e produtos vendidos são explicados, principalmente, pelos fatores listados abaixo:

- Aumento de 131,7% no custo com royalties. Este incremento está diretamente ligado ao aumento da receita com venda de petróleo e gás natural, explanado no tópico anterior;
- Aumento de 59,1%, nos custos de operação e manutenção e com reparo de poços. O principal driver de aumento nos custos foi o crescimento da produção da Companhia no período. A produção média no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 aumentou 72% quando comparada à produção média de 2021. Importante mencionar o aumento nos custos de pessoal, impactados pela incorporação das operações do Polo Miranga, além do crescimento da frota de equipamentos próprios ocorrido no ano de 2022;

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(c) Aumento de 39,3% nos custos com depleção e depreciação, decorrente, principalmente, do incremento de produção verificado no período, adicionado à aceleração dos investimentos observados no ano de 2022; e

(d) Conforme mencionado anteriormente, a Companhia e, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A., firmaram contratos de suprimentos com algumas distribuidoras estaduais de gás natural, além de negociar os subprodutos de processamento de gás diretamente com comercializadores de gás de cozinha e com a Petrobras. Até 2021, toda a receita de gás natural da Companhia advinha com a transferência do gás bruto para a Petrobras. Com essa alteração, a Companhia passara a incorrer em custos com escoamento, processamento e transporte de gás natural.

Lucro bruto

Como resultado da receita líquida e dos custos dos serviços prestados e produtos vendidos, o lucro bruto no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 1,4 bilhão, representando um incremento de 287% com relação ao lucro bruto de 2021.

Despesas operacionais

As despesas operacionais aumentaram 108% no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, sendo de R\$ 183,3 milhões no período, comparado a R\$ 88,1 milhões no exercício anterior. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens das despesas operacionais no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Despesas gerais e administrativas	(110.377)	60,2%	75,6%	(62.844)	71,3%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(2.239)	1,2%	-91,2%	(25.304)	28,7%
Perdas de crédito esperadas	(70.711)	38,6%	n.m.	-	0,0%
Total das despesas operacionais	(183.327)	100,0%	108,0%	(88.148)	100,0%

O aumento das despesas operacionais é explicado, principalmente, por:

(a) Aumento de 75,6% nas despesas gerais e administrativas. Esse aumento reflete o crescimento da área corporativa, que já era esperado e reflete a estrutura necessária para atendimento ao crescimento das atividades da Companhia e às novas exigências que surgem após a abertura de capital;

(b) Redução de 91,2% nas outras despesas operacionais, uma vez que essa linha está impactada pela eliminação de saldo referente a lucro não realizado entre partes relacionadas no valor de cerca R\$10,4 milhões em 2021; e

(c) Adicionalmente, conforme divulgado em nossas Demonstrações Financeiras, a Companhia encontra-se em discussão com a Petrobras acerca de possíveis discrepâncias nos valores dos créditos obtidos dos líquidos de gás natural (LGN) oriundos do processamento do gás na UTG Catu, suportados pelos Contratos de "Swap" entre a Petrobras e a Companhia e sua Controlada Miranga, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A.. Como consequência, o Grupo deixou de reconhecer, a título de receita, parte dos créditos aos quais faz jus contratualmente e reconheceu uma provisão para perdas no contas a receber de parte da receita do contrato, até que um acordo com a Petrobras seja alcançado. Em 31 de dezembro de 2022, o Grupo registrou o montante de R\$ 70,7 milhões a título de Perdas de Crédito Esperadas ("PCE"), impactando as despesas operacionais no exercício.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Resultado financeiro, líquido

O resultado financeiro líquido foi positivo em R\$ 66,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, comparado a um resultado negativo de R\$ 50,9 milhões no mesmo período de 2021, conforme demonstrado na tabela abaixo:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Receitas financeiras	180.694	-354,4%	68,1%	107.511	-30,8%
Despesas financeiras	(114.294)	224,2%	-27,9%	(158.500)	45,4%
Resultado Financeiro, líquido	66.400	-130,2%	n.m.	(50.989)	14,6%

O resultado financeiro é impactado, principalmente, pelas variações cambiais registradas no período. A Companhia possui aplicações financeiras e financiamentos, além de passivos a pagar oriundos de aquisições de ativos, atrelados à taxa de câmbio do dólar. A tabela abaixo demonstra a variação da taxa de câmbio ao final de cada período:

	<u>31/12/2022</u>	<u>%</u>	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2021</u>	<u>%</u>	<u>31/12/2020</u>
Taxa de câmbio R\$/US\$	5,22	- 6,50%	5,58	5,58	7,31%	5,20

Lucro antes do imposto de renda e contribuição social

O lucro antes do imposto de renda e contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 1,3 bilhão comparativamente a R\$ 233,6 milhões no mesmo período de 2021, o que representou uma variação de R\$ 1,1 bilhão ou 467%. O lucro antes do imposto de renda e contribuição social representou 45% e 22% da receita líquida nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021, respectivamente. Este aumento está explanado pelas variações descritas nos tópicos acima.

Imposto de renda e contribuição social

	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
(Em milhares de Reais)	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Impostos correntes	(129.246)	75,5%	177,0%	(46.653)	82,3%
Impostos diferidos	(41.963)	24,5%	316,9%	(10.065)	17,7%
Total	(171.209)	100,0%	201,9%	(56.718)	100,0%

O Imposto de renda e contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 171,2 milhões, comparativamente a R\$ 56,7 milhões no mesmo período de 2021, o que representou uma variação de R\$ 114,5 milhões ou 201,9%. O Imposto de renda e contribuição social representou 6% e 5% da receita líquida nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021, respectivamente. Este aumento é atribuído substancialmente ao melhor resultado observado no ano de 2022, explanado nos tópicos anteriores.

Lucro líquido do exercício

O Lucro Líquido do exercício no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 1,1 bilhão, comparativamente a R\$ 176.9 milhões no mesmo período de 2021, o que representou

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

uma variação de R\$ 976,4 milhões ou 552%. O Lucro Líquido do exercício representou 39% e 17% da receita líquida nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021, respectivamente. As explicações para esse aumento estão explanadas nos tópicos anteriores.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(em R\$ mil, exceto %)	31/12/2022	AV	31/12/2021	AV	2022 x 2021
ATIVO					
Circulante	2.132.604	32%	1.032.807	22%	106%
Caixa e equivalentes de caixa	361.028	5%	217.159	5%	66%
Aplicações financeiras	1.250.163	19%	585.655	12%	113%
Contas a receber de clientes	384.180	6%	169.847	4%	126%
Estoques	11.451	0%	6.552	0%	75%
Impostos a recuperar	99.243	2%	41.825	1%	137%
Outros ativos	26.539	0%	11.769	0%	125%
Não Circulante	4.452.490	68%	3.682.586	78%	21%
Aplicações financeiras	-	0%	69.989	1%	-100%
Contas a receber de clientes	55.917	1%	-	0%	n.m.
Impostos a recuperar	68.094	1%	13.374	0%	409%
Depósitos judiciais	2.608	0%	2.445	0%	7%
Outros ativos	836	0%	483	0%	73%
Tributos diferidos	167.840	3%	222.941	5%	-25%
Imobilizado e intangível	4.129.365	63%	3.360.865	71%	23%
Direito de uso em arrendamento	27.830	0%	12.489	0%	123%
Total do Ativo	6.585.094	100%	4.715.393	100%	40%
PASSIVO					
Circulante	1.391.367	21%	1.244.530	26%	12%
Fornecedores	352.152	5%	98.708	2%	257%
Salários e encargos sociais	60.848	1%	30.563	1%	99%
Tributos a recolher	124.275	2%	66.995	1%	85%
Empréstimos e financiamentos	14.011	0%	281.762	6%	-95%
Valores a pagar de arrendamentos	20.382	0%	10.486	0%	94%

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Instrumentos financeiros derivativos	285.183	4%	231.125	5%	23%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	106.416	2%	40.566	1%	162%
Valores a pagar por aquisições	405.886	6%	453.318	10%	-10%
Provisão para abandono de poços	9.724	0%	419	0%	2221%
Outras contas a pagar	12.490	0%	30.588	1%	-59%
Passivo não circulante	1.383.225	21%	1.599.050	34%	-13%
Empréstimos e financiamentos	641.570	10%	459.529	10%	40%
Valores a pagar de arrendamentos	7.112	0%	2.421	0%	194%
Tributos a recolher	6.112	0%	-	0%	n.m.
Instrumentos financeiros derivativos	102.409	2%	233.559	5%	-56%
Tributos diferidos	6.023	0%	5.672	0%	6%
Valores a pagar por aquisições	512.386	8%	809.731	17%	-37%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	3.726	0%	3.443	0%	8%
Provisão para abandono de poços	103.887	2%	84.695	2%	23%
Patrimônio líquido	3.810.502	58%	1.871.813	40%	104%
Total do passivo e patrimônio líquido	6.585.094	100%	4.715.393	100%	40%

COMPARAÇÃO DAS PRINCIPAIS CONTAS PATRIMONIAIS CONSOLIDADAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 31 DE DEZEMBRO DE 2021

Ativo circulante

Em 31 de dezembro de 2022, o ativo circulante era de R\$ 2,1 bilhões, em comparação com R\$ 1,0 bilhão em 31 de dezembro de 2021. Em relação ao total do ativo, o ativo circulante era de 32% em 31 de dezembro de 2022 e 22% em 31 de dezembro de 2021. Este aumento, de R\$ 1,1 bilhão ou 106%, decorreu, principalmente, de:

- (a) Aumento de R\$ 143,8 milhões na linha de caixa e equivalentes de caixa. As variações nessa rubrica são detalhadas mais abaixo;
- (b) Aumento de R\$ 664,5 milhões na de aplicações financeiras. No exercício findo em 31 de dezembro de 2022 a Companhia captou R\$ 1,1 bilhão em uma oferta subsequente de ações ordinárias (*follow-on*). Parte dos recursos foi aplicada em fundos cambiais, para pagamentos futuros de passivos decorrente de aquisições de ativos denominados em dólares norte-americanos;
- (c) Aumento de R\$ 214,3 milhões na linha de contas a receber de clientes. Devido ao aumento da receita, já explanado nesse relatório, os saldos em contas a receber em 31 de dezembro de 2022 também estão maiores, quando comparados à mesma data do ano anterior.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Ativo não circulante

Em 31 de dezembro de 2022, o ativo não circulante era de R\$ 4,4 bilhões, em comparação com R\$ 3,7 bilhões em 31 de dezembro de 2021. Em relação ao total do ativo, o ativo não circulante era de 68% em 31 de dezembro de 2022 e 78% em 31 de dezembro de 2021. Este aumento de R\$ 769,9 milhões decorreu, principalmente, de:

- (a) Quase toda a variação do ativo não circulante é explicada pelo aumento na linha do Imobilizado e Intangível, que aumentou R\$ 768,5 milhões, passando de R\$ 3,3 bilhões em 31 de dezembro de 2021 para R\$ 4,1 bilhões na mesma data de 2022. O mapa de movimentação, que demonstra as variações do exercício, estão demonstrados abaixo:

Consolidado	31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2022
<u>Custo - Imobilizado</u>					
Terrenos	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	15.349	1.174	(7)	4.726	21.242
Máquinas e equipamentos	44.800	21.934	(1.312)	18.031	83.453
Móveis e utensílios	19.743	4.494	(35)	(494)	23.708
Veículos	3.933	1.890	-	-	5.823
Computadores e periféricos	4.467	1.020	(70)	831	6.248
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	1.133.212	482.759	-	163.151	1.779.122
Provisão para abandono de poços	69.588	25.710	(8.010)	-	87.288
Direito de produção de óleo e gás	2.899.035	-	(4.880)	-	2.894.155
Gastos exploratórios	-	3.766	-	-	3.766
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás	-	30.431	-	-	30.431
Almoxarifado para inversões fixas	129.533	529.176	(137.130)	(157.457)	364.122
Adiantamento para aquisição de ativos fixos	27.252	76.136	-	(7.031)	96.357
Bens imobilizados em andamento	13.913	71.812	-	(21.940)	63.785
Total	4.360.930	1.250.302	(151.444)	(183)	5.459.605
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>					
Imóveis e construções	(6.846)	(791)	-	-	(7.637)
Máquinas e equipamentos	(14.518)	(5.685)	1.638	-	(18.565)
Móveis e utensílios	(8.023)	(1.975)	36	-	(9.962)
Veículos	(1.957)	(486)	-	-	(2.443)
Computadores e periféricos	(5.168)	(603)	68	-	(5.703)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	(698.563)	(150.427)	-	-	(848.990)
Provisão para abandono de poços	(7.692)	(13.013)	-	-	(20.705)
Direito de produção de óleo e gás - Amortização	(267.741)	(160.491)	-	-	(428.232)
Total	(1.010.508)	(333.471)	1.742	-	(1.342.237)
<u>Custo - Intangível</u>					
Softwares	12.008	3.025	(172)	183	15.044
<u>Amortização</u>					
Softwares	(1.565)	(1.556)	74	-	(3.047)
Total do imobilizado e intangível	3.360.865	918.300	(149.800)	-	4.129.365

Passivo circolante

Em 31 de dezembro de 2022, o passivo circulante era de R\$ 1,4 bilhão, em comparação com R\$

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

1,2 bilhão em 31 de dezembro de 2021. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo circulante era de 21% em 31 de dezembro de 2022 e 34% em 31 de dezembro de 2021. Este aumento de R\$ 146,8 milhões decorreu, principalmente, de:

- Aumento de R\$ 253,4 milhões na linha de Fornecedores, devido, principalmente, à entrada de operação da controlada SPE Miranga, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. e devido ao início das operações de escoamento, processamento e transporte de gás natural, que incrementou os custos e, consequentemente, os saldos a pagar;
- Aumento de R\$ 57,3 milhões na linha de Tributos a Recolher, devido, principalmente, ao incremento do faturamento e do lucro da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2022;
- Aumento de R\$ 65,8 milhões na linha de Dividendos e JCP a pagar, uma vez que, o aumento do lucro líquido do exercício gerou um aumento no cálculo dos dividendos mínimos a serem pagos pela Companhia;
- Contrabalanceando os aumentos, houve uma redução de R\$ 267,7 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos devido à reestruturação da dívida bancária com um dos objetivos de alongamento da dívida, reescalando o ritmo atual de amortizações e consequente redução nos saldos a pagar nos próximos doze meses.

Passivo não circulante

Em 31 de dezembro de 2022, o passivo não circulante era de R\$ 1,4 bilhão, em comparação com R\$ 1,6 bilhão em 31 de dezembro de 2021. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo não circulante era de 21% em 31 de dezembro de 2022 e de 26% em 31 de dezembro de 2021. Esta redução de R\$ 215,8 milhões decorreu, principalmente, de:

- Aumento de R\$ 182,0 milhões no saldo da parcela não circulante de empréstimos e financiamentos, devido ao alongamento da dívida mencionado nos itens 2.1(b) e 2.1(d) acima;
- Redução de R\$ 131,1 milhões na parcela não circulante do saldo de instrumentos financeiros derivativos. Durante o ano de 2022, não foram firmados novos contratos de hedge. Dessa forma, a variação do ano refere-se, basicamente, ao volume de contratos que foram liquidados durante o exercício;
- Redução de R\$ 297,3 milhões na parcela não circulante do saldo de Valores a Pagar por Aquisições, devido aos pagamentos das parcelas diferidas referentes às aquisições dos Polos Remanso e Miranga.

Patrimônio líquido

Em 31 de dezembro de 2022, o patrimônio líquido era de R\$ 3,8 bilhões, em comparação com R\$ 1,9 bilhão em 31 de dezembro de 2021. Esta variação, de R\$ 1,9 bilhão ou 104%, deu-se, basicamente, por:

- Aumento de capital social através de oferta subsequente de ações (follow-on), líquida de custo de emissão de ações, no valor de R\$ 1,0 bilhão;
- Constituição de reservas de lucro, decorrente da destinação do lucro líquido do exercício, no montante de R\$ 840 milhões.

FLUXO DE CAIXA

A tabela a seguir apresenta os valores relativos ao fluxo de caixa consolidado da Companhia para os períodos indicados:

(em R\$ mil)	31/12/2022	31/12/2021
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	1.506.150	638.899
Caixa líquido consumido nas atividades de investimento	(1.799.094)	(1.318.153)
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento	436.216	865.552
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	597	-

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	143.869	186.298
---	----------------	----------------

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O fluxo de caixa das atividades operacionais totalizou R\$ 1,5 bilhão milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, comparado a R\$ 638,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Esse aumento de R\$ 867,2 milhões, ou 136%, é justificado basicamente pelo EBITDA gerado pela Companhia no ano de 2022, que foi de R\$ 1,6 bilhão, reduzido pelo montante de R\$ 129,2 milhões de imposto de renda e contribuição correntes registrados no mesmo período

Caixa líquido consumido nas atividades de investimento

O caixa líquido consumido nas atividades de investimento totalizou R\$ 1,8 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, comparado a R\$ 1,3 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Os montantes consumidos no exercício findo de 31 dezembro de 2022 estão explicados abaixo:

- (a) Aceleração do programa de investimentos para incremento de produção e perfuração de novos poços, que no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 646 milhões;
- (b) Adições ao almoxarifado de inversões fixas no montante de R\$ 372 milhões, para formação de estoque das novas operações e atendimento ao programa de investimentos;
- (c) Compras de ativos fixos no montante de R\$ 176 milhões, principalmente voltados para aumento e incremento da frota de sondas equipamentos próprios;
- (d) Aplicações financeiras, líquidas de resgates, no montante de R\$ 571,4 milhões, refletindo, principalmente, o caixa obtido na oferta subsequente de ações realizada em 2022.

Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento

O caixa líquido gerado nas atividades de financiamento totalizou R\$ 436,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, comparado a R\$ 865,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Essa redução de R\$ 429,3 milhões, ou 50%, é justificada por:

- (a) Aumento de capital social, líquido de custo para emissão de ações: nos últimos dois exercícios, a Companhia passou por ofertas públicas de ações. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, em Oferta Pública Inicial (IPO), a Companhia captou R\$ 1,1 bilhão, líquidos. Já no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Companhia captou R\$ 1,0 bilhão, líquidos.
- (b) Captção em pagamento de financiamentos: nos últimos dois exercícios, a Companhia captou novos financiamentos e pagou parte dos financiamentos existentes. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, o pagamento, líquido das captações, totalizou R\$ 222,7 milhões, enquanto que no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, o pagamento, líquido das captações, totalizou R\$ 46,2 milhões;
- (c) Valores a pagar por aquisições: no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Companhia pagou um total de R\$ 273,9 milhões relacionados a parcelas diferidas de aquisições de ativos feitos pela Companhia e suas controladas, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A. junto à Petrobras;
- (d) Dividendos e juros sobre capital próprio: no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Companhia pagou a seus acionistas, como dividendos ou juros sobre capital próprio, o montante total de R\$ 205,3 milhões. Não houve tal tipo de pagamento no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2 Resultados operacional e financeiro

(a) resultado das operações da Companhia, em especial:

i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Entendemos que a base de sustentação das receitas da Companhia, consequentemente de suas operações, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 foi a produção e comercialização de petróleo bruto e gás natural e subprodutos.

ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os resultados das operações da Companhia foram e continuarão a ser influenciadas pela capacidade da Companhia de produzir hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e comercializar o petróleo bruto, gás natural e seus subprodutos.

A produção de um campo pode ser influenciada por fatores como: (i) declínio natural anual da produção em função do consumo das reservas; (ii) variações na demanda por óleo e gás do mercado; e (iii) quedas de produção provenientes de problemas operacionais. No entanto, não foi observada redução no volume de venda motivada por menor demanda no exercício findo em 31 de dezembro 2022. Há um aumento do volume vendido no ano de 2022, em decorrência do início das operações do Polo Miranga, cuja aquisição foi concluída em dezembro de 2021, e dos investimentos para incremento de produção realizados durante o exercício.

Fatores macroeconômicos 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 petróleo do tipo Brent também é um fator relevante na mensuração da receita.

A tabela abaixo demonstra as médias dos preços médios do Brent e das taxas de câmbio nos últimos três exercícios:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Brent (US\$/bbl)	101,19	70,73	41,96
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	5.16	5.39	5.16

(b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Como mencionado anteriormente, a receita da Companhia é impactada pelas variações da taxa de câmbio do dólar norte-americano, além dos preços de petróleo do tipo Brent.

Adicionalmente, até o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia transferia o gás bruto, antes do processamento, também chamado de “gás rico”. A partir do ano de 2022, a Companhia firmou contratos para suprimento de gás natural com diversas distribuidoras estaduais e passou a vender o gás processado, também chamado de “gás seco”. O processamento do gás também gera subprodutos, como o GLP e o C5+, que também são comercializados pela Companhia.

Os efeitos na receita dos impactos de flutuações nos preços, taxas de câmbio e introdução de novos produtos estão explanados no tópico 2.1(h) desse relatório.

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

(a) mudanças significativas nas práticas contábeis

Não foram registradas mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia no exercício social corrente.

(b) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis da Companhia no exercício social corrente foi emitido sem ressalvas.

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras emitidas em 31 de dezembro de 2022 possui uma ênfase, que menciona que, sem modificar a opinião, a receita de venda de petróleo da Companhia e de, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A., é concentrada em 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.

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras emitidas em 31 de dezembro de 2021 possui uma ênfase, que menciona que, em decorrência das características das operações da Companhia e de, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A., 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.

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 àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A., 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 reapresentar 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

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022, a introdução ou alienação de qualquer segmento operacional da Companhia que se caracterize como alienação ou introdução de unidade geradora de caixa.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

A Companhia possui participação de 100% no capital integralizado da SPE Tiêta LTDA. Em 2023, conforme divulgado em Fato Relevante pela Companhia, no âmbito da reorganização societária, a Companhia incorporou três de suas então subsidiárias, a Recôncavo E&P S.A., a SPE Miranga S.A. e a Potiguar E&P S.A.. Adicionalmente, ainda em 2023, a Companhia encerrou sua subsidiária Recôncavo América.

c) Eventos ou operações não usuais

Não houve, durante o exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 quaisquer eventos ou operações não usuais com relação à Companhia ou suas atividades que tenham causado ou se espera que venham causar efeito relevante nas demonstrações financeiras ou resultados da Companhia.

2.5 Medições não contábeis

2.5 Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

A Companhia divulgou no último exercício social as seguintes medições não contábeis:

(Em milhões de reais)	31/12/2022
EBITDA1	1.609.420
Margem EBITDA	54,1%
EBITDA ajustado pelo Hedge	2.051.051
Margem EBITDA ajustado	60,0%
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	(37.338)
Dívida Líquida / EBITDA	-0,02x

EBITDA E EBITDA AJUSTADO PELO HEDGE

O EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) ou LAJIDA (Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações) é uma medição não contábil divulgada pela Companhia em consonância com a Resolução CVM 156.

O EBITDA representa a geração operacional de caixa da Companhia, ou seja, indica a capacidade da empresa em gerar caixa a partir de seus ativos operacionais, consistindo no lucro líquido adicionado pela despesa de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido, pelo resultado financeiro líquido e pelas despesas com depreciação e amortização. A margem EBITDA é calculada pela divisão do EBITDA pela receita operacional líquida.

O EBITDA e a margem EBITDA não são medidas de lucro em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e não representam os fluxos de caixa dos períodos apresentados e, portanto, não é uma medida alternativa aos resultados ou fluxos de caixa. A Companhia utiliza o EBITDA e a margem EBITDA como medidas de performance para efeito gerencial e para comparação com empresas similares. Embora o EBITDA possua um significado padrão, nos termos do artigo 3º, inciso I, da Resolução CVM 156/2022, a Companhia não pode garantir que outras sociedades, inclusive companhias fechadas, adotarão esse significado padrão. Nesse sentido, caso o significado padrão instituído pela Resolução CVM 156/2022 não seja adotado por outras sociedades, o EBITDA divulgado pela Companhia pode não ser comparável ao EBITDA divulgado por outras sociedades. Além disso, divulgações feitas anteriormente à entrada em vigor da Resolução CVM 156/2022 por empresas que não foram obrigadas a retificá-las podem não adotar o significado padronizado instituído pela Resolução CVM 156/2022.

Calculamos o EBITDA ajustado pelo Hedge partindo do EBITDA, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período.

Margem EBITDA ajustado corresponde ao EBITDA ajustado pelo Hedge do exercício dividido pela receita líquida, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período.

O EBITDA ajustado pelo Hedge e a margem EBITDA ajustado não são medidas de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco devem ser considerados isoladamente, ou como uma

2.5 Medições não contábeis

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 ajustado de maneira diferente da Companhia. O EBITDA ajustado é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

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.

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.

(b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações contábeis auditadas

EBITDA E EBITDA AJUSTADO PELO HEDGE

(Em milhões de reais)	31/12/2022	31/12/2021
Resultado líquido do exercício	1.153.391	176.899
(+) IRPJ/CSSL corrente e diferido	171.209	56.718
(+) Resultado financeiro, líquido	(66.400)	50.989
(+) Depreciação e amortização	351.220	250.200
EBITDA	1.609.420	534.806
(+) Instrumentos financeiros derivativos liquidados no período	441.631	126.780
EBITDA Ajustado pelo Hedge	2.051.051	661.586
Receita operacional líquida	2.975.939	1.040.604
Margem EBITDA	54,1%	51,4%
Margem EBITDA Ajustado	60,0%	56,7%

2.5 Medições não contábeis

ENDIVIDAMENTO LÍQUIDO (DÍVIDA LÍQUIDA) OU CAIXA LÍQUIDO

Valores expressos em R\$ mil	31/12/2022	31/12/2021
Passivo Circulante		
Empréstimos e Financiamentos	14.011	281.762
Valores a pagar por aquisições	405.886	453.318
Passivo Não Circulante		
Empréstimos e Financiamentos	641.570	459.529
Valores a pagar por aquisições	512.386	809.731
Dívida Bruta	1.573.853	2.004.340
Ativo Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	361.028	217.159
Aplicações Financeiras	1.250.163	585.655
Ativo Não Circulante		
Aplicações Financeiras	-	69.989
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	(37.338)	1.131.537
EBITDA	1.609.420	534.806
Dívida Líquida / EBITDA	-0,02 x	2,12 x

(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 e o EBITDA Ajustado pelo hedge 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.

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.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

2.6 Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Ocorreram os seguintes eventos após as últimas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, cuja emissão foi autorizada em 20 de março de 2023:

Assinatura de contrato com a Sergas para fornecimento de gás natural

No dia 27 de janeiro de 2023, a Companhia assinou contrato de compra e venda para compor o portfólio de suprimento de gás natural da Sergas – Sergipe Gás S/A (“Sergas”).

O contrato tem vigência de 10 (dez) anos a partir da data de sua assinatura com modalidade firme, flexível e interruptível em seu teor. Os volumes firmes previstos são de 50.000 m³/dia de gás natural no segundo semestre de 2023 e 100.000 m³/dia de gás natural de 2024 a 2032.

Na modalidade de contrato interruptível e flexível, os compromissos de fornecimento e retirada só são estabelecidos mediante acordo prévio entre as partes, havendo a demanda por parte da Compradora e disponibilidade por parte da Vendedora.

O Preço do gás do referido contrato será constituído pela soma do repasse do custo de transporte (Parcela de Transporte) com a Parcela da Molécula. A Parcela da Molécula dos volumes firmes de gás natural do referido contrato é de 13,6% da cotação do Petróleo tipo Brent para 2023 e 2024 e 12,6% da cotação do Petróleo tipo Brent para 2025 a 2032. Foram determinados preços de piso e teto para cotação do Petróleo tipo Brent, que serão ajustados por inflação americana CPI anualmente.

O início do suprimento está condicionado à assinatura entre a Sergas e a TAG de contrato de transporte do gás natural, correspondentes às saídas dos pontos de entregas determinados pela compradora – contrato este que está em fase de negociação.

Aquisição da SPE Tieta Ltda. (nova razão social da Maha Energy Brasil Ltda.)

No dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição da Maha Energy Brasil Ltda. foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US\$ 95.883.122,00, que corresponde a 60% do preço de aquisição (US\$82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US\$3,7 milhões) e capital de giro (US\$9,3 milhões), conforme apurados na Data Efetiva (effective date) de 01 de janeiro de 2023.

A Companhia pagará ainda a segunda parcela correspondente 40% do preço de aquisição, no valor estimado de US\$55.200.000,00 (cinquenta e cinco milhões e duzentos mil dólares norte-americanos) no prazo de até 06 (seis) meses a contar da data de conclusão da transação. Adicionalmente, os vendedores terão o direito a receber eventual earnout, de até US\$ 36.100.000,00 (trinta e seis milhões e cem mil dólares norte-americanos), conforme regras e procedimentos previstos no QPA, das quais até US\$ 24.100.000,00 (vinte e quatro milhões e cem mil dólares norte-americanos) estão relacionadas a variações do preço de Petróleo Brent nos próximos três anos. O pagamento ocorrerá se o preço do petróleo exceder US\$ 80,00 por barril, e o pagamento máximo será alcançado se o preço do petróleo exceder US\$ 90,00 por barril. Os US\$ 12.000.000,00 (doze milhões de dólares norte-americanos) restantes estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia. Como garantia ao cumprimento de certas obrigações assumidas pelos vendedores no QPA, uma parcela do valor a ser pago a título de preço da aquisição será retida em uma conta “escrow” e poderá ser subsequentemente liberada aos vendedores conforme previstos no QPA. A companhia adquirida detém atualmente participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo. A companhia adquirida é: (i) operadora do Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. –

2.6 Eventos subsequentes as DFs

Petrobras, que detém os 25% restantes; e (ii) operadora do Campo de Tiê e dos blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo com 100% de participação. A produção média de participação da Maha Energy nos Campos de Tiê (100%) e Tartaruga (75%) no mês de janeiro de 2023 foi de 2.018 barris de óleo por dia (bopd) e 48 mil m³/dia de gás natural.

As aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição de acordo com o pronunciamento técnico CPC 15 (R1)/IFRS 3 - Combinação de Negócio. Os custos relacionados à aquisição são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

A seguir estão apresentados os valores justos preliminares dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis na data de aquisição. A mensuração foi realizada de forma preliminar, devendo sua finalização ocorrer dentro do período de até doze meses após a data de aquisição. A Administração não tem expectativas de ajustes relevantes na mensuração final da alocação.

SPE Tietá Ltda.	
<u>Ativos</u>	<u>31/12/2022</u>
Caixa e equivalentes de caixa	19.349
Tributos a recuperar	31.826
Outros ativos circulantes	9.831
Imobilizado e intangível	689.332
Outros ativos não circulantes	40.137
<u>Passivos</u>	
Fornecedores	(24.576)
Outros passivos circulantes	(17.231)
Passivos não circulantes	(16.610)
Total de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos pelo valor justo	732.058
Total da contraprestação transferida (a)	732.058

(a) A contraprestação transferida em uma combinação de negócios é mensurada ao valor justo, que inclui acordo de contraprestação contingente também mensurada pelo valor justo na data de aquisição.

2.7 Destinação de resultados

2.7 Destinação de resultados

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2022
a. regras sobre retenção de lucros	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 remanescer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem: (a) absorção de prejuízos acumulados, se houver; (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; (c) montante destinado à formação de Reservas para Contingências e reversão das formadas em exercícios anteriores; (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	Reserva legal: R\$ 57.669.555,55 Reserva de incentivo fiscal: R\$ 11.085.278,54 Reserva para investimento e expansão: R\$ 771.239.507,68
b. regras sobre distribuição de dividendos	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar balanços semestrais, trimestrais ou em

2.7 Destinação de resultados

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2022
	períodos menores e, por deliberação do Conselho de Administração, 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 distribuições de dividendos	O Estatuto Social da Companhia vigente no exercício social de 2022 previa a declaração de dividendos em bases anuais, semestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.
d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Segundo o artigo 27, Parágrafo Primeiro, alínea “(e)”, do Estatuto Social da Companhia, a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo obrigatório, será destinada à Reserva para Investimento e Expansão. A Companhia goza 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. A Companhia goza de benefício fiscal de crédito presumido de ICMS à alíquota de 4,24% sobre a receita bruta. A diferença entre o valor do crédito presumido e os créditos que obtidos no curso normal das suas operações é reconhecida no resultado do exercício e, após apuração do lucro do exercício, é transferido para a reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros). O financiamento bancário obtido pela Companhia possui restrições ao pagamento de dividendos sob determinadas condições, listadas abaixo: (1) Durante o exercício de 2023, a Companhia poderá declarar o máximo de 25% do lucro líquido como dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 2,00:1,00, mas não exceda 2,50:1,00. A Companhia poderá declarar o máximo de 50% do lucro líquido como dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 1,50:1,00, mas não exceda 2,00:1,00. (2) Após o exercício de 2023, nos anos que seguirem, o exercício de 2023, a Companhia poderá declarar o máximo de 25% do lucro líquido como

2.7 Destinação de resultados

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2022
	dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 1,50:1,00, mas não exceda 2,50:1,00.
e. Política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado	Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

(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) Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos.

Não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

(ii) Contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços.

Não há contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

(iii) Contratos de construção não terminada.

Não há contratos de construção não terminada não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

(iv) Contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

(b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

2.10 Planos de negócios

2.10 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, os investimentos previstos pela Companhia para desenvolvimento de suas reservas provadas são de aproximadamente US\$722,4 milhões num horizonte de 10 anos, considerando apenas as Reservas Provadas. 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.

Além disso, no dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição da Maha Energy Brasil Ltda. foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US\$ 95.883.122,00, que corresponde a 60% do preço de aquisição (US\$82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US\$3,7 milhões) e capital de giro (US\$9,3 milhões), conforme apurados na Data Efetiva (effective date) de 01 de janeiro de 2023.

A Companhia pagará ainda a segunda parcela correspondente 40% do preço de aquisição, no valor estimado de US\$55.200.000,00 (cinquenta e cinco milhões e duzentos mil dólares norte-americanos) no prazo de até 06 (seis) meses a contar da data de conclusão da transação. Adicionalmente, os vendedores terão o direito a receber eventual earnout, de até US\$ 36.100.000,00 (trinta e seis milhões e cem mil dólares norte-americanos), conforme regras e procedimentos previstos no QPA, das quais até US\$ 24.100.000,00 (vinte e quatro milhões e cem mil dólares norte-americanos) estão relacionadas a variações do preço de Petróleo Brent nos próximos três anos. O pagamento ocorrerá se o preço do petróleo exceder US\$ 80,00 por barril, e o pagamento máximo será alcançado se o preço do petróleo exceder US\$ 90,00 por barril. Os US\$ 12.000.000,00 (doze milhões de dólares norte-americanos) restantes estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia.

Adicionalmente, a Companhia apresentou uma oferta em conjunto com a Eneva S.A. ("Eneva"), com participação de 60% (sessenta por cento) da PetroReconcavo e 40% (quarenta por cento) da Eneva, para a potencial aquisição da totalidade das participações da Petrobras em um conjunto de concessões de campos terrestres de E&P e instalações associadas (Polo Bahia Terra), localizadas nas Bacias do Recôncavo e de Tucano, no Estado da Bahia, Brasil. (sendo a PetroReconcavo a operadora dos ativos).

A efetiva realização da potencial aquisição, assim como seus termos e condições e montante envolvido, estão sujeitas à aceitação da oferta pela Petrobras, à negociação e celebração do contrato de compra e venda e outros instrumentos relacionados à aquisição, às aprovações legais e regulatórias competentes, bem como a satisfação de determinadas condições precedentes típicas de operações dessa natureza, em especial, a aprovação do Conselho de Administrativo de Defesa Econômica – CADE e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, dentre outros fatores.

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, excetuada a eventual realização de oferta pública de ações e/ou financiamento privado para a potencial aquisição do Polo Bahia Terra.

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

2.10 Planos de negócios

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 não há nesta data desinvestimentos de ativos relevantes em andamento ou desinvestimentos previstos.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Ao longo de 2022, realizamos R\$ 122MM de investimentos de internalização e ampliação da frota de equipamentos como sondas de workover e perfuração, unidades de bombeio e estimulação.

Estão atualmente em fase de mobilização: (i) 2 novas sondas de perfuração próprias; (ii) 4 sondas de workover próprias, (iii) 1 Unidade de Fraturamento; e (iv) a construção de unidade de tratamento de gás, com capacidade de 400 mil metros cúbicos por dia, que possibilitará a entrega da produção de alguns campos diretamente na malha de escoamento da Bahiagás, reduzindo custos de operação e expandindo a capacidade de processamento de gás natural na Bacia do Recôncavo.

c) novos produtos e serviços, indicando:

i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável.

iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

Não aplicável.

d) oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

Em 2022, a PetroReconcavo definiu seus pilares estratégicos para o plano de 5 anos. Dentre eles está ASG, o qual foi dividido em 15 temáticas:

- Impactos ambientais relacionados a incidentes
- Gestão de resíduo
- Remediação e recuperação de áreas

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Polo Bahia Terra

A Petrobras informou ao mercado, em 04 de maio de 2022, que a Companhia (60%) e Eneva S.A. (“Eneva”) (40%) apresentaram a melhor proposta, em valor superior a US\$ 1,4 bilhão, considerando pagamentos firmes e contingentes, e foi convidado para a fase de negociação da potencial aquisição da totalidade das participações da Petrobras em um conjunto de concessões de campos terrestres de E&P e instalações associadas (Polo Bahia Terra), localizadas nas Bacias do Recôncavo e de Tucano, no Estado da Bahia, Brasil. Informou ainda que a assinatura do contrato de compra e venda ainda está sujeita à conclusão das negociações e à aprovação dos órgãos competentes da Petrobras.

Também em 04 de maio de 2022, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (“Petrobras”) informou que, em relação ao processo de desinvestimento do Polo Bahia Terra (“Processo”), a Companhia é a *Selected Binding Offeror*, e que em seguida, seria iniciada a fase de negociação dos termos e condições para a potencial aquisição da totalidade das participações da Petrobras em um conjunto de concessões de campos terrestres de E&P e instalações associadas (Polo Bahia Terra), localizadas nas Bacias do Recôncavo e de Tucano, no Estado da Bahia, Brasil.

A Companhia esclareceu ainda que apresentou nos termos da oferta em conjunto com a Eneva, a PetroReconcavo será a operadora dos ativos.

Composto por 5 sub-polos, o ativo conta com vinte concessões e, segundo a ANP, produziu 14 mil boepd em fevereiro de 2022 (10.5 kboepd de petróleo). A oferta também engloba os seguintes ativos pertencentes ao Polo: (i) instalações estratégicas de compressão de gás, (ii) estação de tratamento de gás, (iii) tanques de petróleo e (iv) instalações de transferência à Refinaria Mataripe (última não incluída na potencial transação).

A efetiva realização da potencial aquisição, assim como seus termos e condições e montante envolvido, estão sujeitas à aceitação da oferta pela Petrobras, à negociação e celebração do contrato de compra e venda e outros instrumentos relacionados à aquisição, às aprovações legais e regulatórias competentes, bem como a satisfação de determinadas condições precedentes típicas de operações dessa natureza, em especial, a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, dentre outros fatores.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

3.1 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.

3.2 Acompanhamento das projeções

3.2 Acompanhamento das projeções

- (a) Informações substituídas por novas projeções incluídas neste formulário e quais delas estão sendo repetidas;
- (b) Quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando os desvios nas projeções;
- (c) Quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega deste formulário

Não aplicável, pois a Companhia não divulga projeções.

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, tendo sido incluídos abaixo em ordem decrescente de relevância, segundo a avaliação da Companhia.

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

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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. No entanto, 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.

Além disso, 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.

Adicionalmente, caso a Petrobras não obtenha sucesso na implementação de seu plano de desinvestimento de 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.

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, a produção de hidrocarbonetos e a 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. No entanto, existem diversos riscos fora do controle da Companhia, incluindo a possibilidade 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 que estão além do controle da Companhia e são imprevisíveis. 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, até 31 de dezembro de 2022, a única adquirente do petróleo comercializado pela Companhia não permite que a Companhia possa negociar seus preços de forma competitiva com a estatal.

Ainda, 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

determinadas circunstâncias. Os programas de perfuração e intervenção poderão se tornar economicamente inviáveis devido ao aumento dos custos operacionais ou devido à queda dos preços de mercado. Os custos operacionais reais ou os preços reais, que eventualmente a Companhia receba pela produção de petróleo e gás natural podem variar negativamente em relação às estimativas atuais.

A Companhia pode enfrentar atrasos ou interrupções na 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.

A Companhia pode não ter sucesso com sua estratégia de crescimento por meio de aquisições de novos ativos.

Para alcançar a estratégia de crescimento inorgânico, a Companhia precisa identificar, avaliar e adquirir ativos de produção de petróleo e gás natural, como no caso da operação de aquisição do Polo Bahia Terra descrita na seção 1.16 deste Formulário de Referência. É necessário concluir essas aquisições em condições atrativas e tempestivas, bem como ter ou obter os recursos necessários para realizar tais aquisições e conduzir apropriadamente o processo de operacionalização de tais ativos adquiridos.

O sucesso das aquisições ou investimentos se baseia na capacidade da Companhia em identificar oportunidades, negociar em termos favoráveis, estabelecer premissas precisas relativas à avaliação, às operações, ao potencial de crescimento, à integração e outros fatores relacionados aos respectivos negócios. No entanto, a Companhia não pode garantir que suas aquisições ou investimentos atingirão os resultados esperados no momento de celebração ou de conclusão de uma determinada operação.

Além disso, as novas aquisições podem resultar em dificuldades na operacionalização/exploração dos ativos adquiridos, bem como no desvio de capital e da atenção da administração da Companhia para outras oportunidades de negócio. A operacionalização de qualquer um dos ativos adquiridos, ou que venham a ser adquiridos, e seus impactos financeiros podem afetar os resultados operacionais da Companhia de maneira adversa.

Esta estratégia envolve riscos, dentre os quais se incluem:

- avaliação e estruturação de plano de crescimento com base em premissas que não venham a se concretizar;
- a Companhia pode realizar aquisições que não contribuam para a sua estratégia de crescimento;
- a Companhia pode pagar mais do que o real valor do negócio;
- os ativos adquiridos poderão não atingir o potencial esperado para exploração;
- o processo de auditoria (due diligence) conduzido antes de concluir a aquisição poderá

4.1 Descrição dos fatores de risco

não identificar todos os passivos contingentes do ativo adquirido;

- a Companhia poderá não concluir as aquisições nas condições que vislumbra ou que atendam suas expectativas de retorno;
- a Companhia pode não obter aprovações, incluindo regulatórias e de antitruste de autoridades governamentais para as aquisições; e
- o processo de identificação, avaliação, negociação de novas aquisições e de operacionalização dos ativos adquiridos pode exigir tempo e esforço significativos dos seus administradores.

A ocorrência de quaisquer destes fatores ou outros fatores que a administração da Companhia não consiga prever com relação à sua estratégia de crescimento poderá ocasionar um efeito adverso nos resultados de seus negócios, reputação e na sua condição financeira.

Ainda, a Companhia pode não ser capaz de identificar novas oportunidades que sejam atrativas em razão de condições e preços não aceitáveis ou menos favoráveis, da atuação de seus principais concorrentes, entre outros fatores. Alguns dos concorrentes da Companhia podem também possuir mais recursos financeiros ou, de outras formas, estar em posição mais vantajosa para adquirir sociedades ou outros ativos estratégicos.

Adicionalmente, a geração de caixa oriunda de atividades operacionais pode não ser suficiente para suportar os planos de expansão inorgânica da Companhia, sendo necessário que a Companhia incorra em dívidas ou emita ações adicionais para financiar seu crescimento inorgânico. Caso a Companhia não seja capaz de obter financiamentos, ou de obtê-los em condições aceitáveis, existe risco de que os planos de negócios e de crescimento inorgânico da Companhia tenham que ser revisados, afetando adversamente os resultados operacionais e condições financeiras da Companhia, bem como o valor de mercado das ações de emissão da Companhia.

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

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 pela administração federal 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

estratégias 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” deste item 4.1 do Formulário de Referência.

Uma pandemia, epidemia ou surto de doenças infecciosas , pode provocar efeito adverso em nossas operações, paralisando integralmente ou parcialmente nossas atividades. A extensão desses eventos, respostas e ações do governo federal, a percepção de seus efeitos, ou a forma pela qual 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 05 de maio de 2023, a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou o fim da Emergência de Saúde Pública de Importância Internacional (ESPII), em decorrência da tendência decrescente nas mortes por COVID-19, o declínio nas hospitalizações e internações em unidades de terapia intensiva relacionadas ao COVID-19 e os altos níveis de imunidade da população. A propagação mundial da doença continua caracterizada como pandemia, mas os países iniciam a transição do modo de emergência para o gerenciamento COVID-19 juntamente com outras doenças infecciosas.

Em 11 março de 2020, a (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*, o que impactou nas atividades comerciais globais. Como resultado, inicialmente o setor de óleo e gás enfrentou uma retração significativa da demanda de petróleo mundialmente.

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 na média de 2020 e R\$5,39 na média do ano de 2021, gerando uma despesa com variação cambial por conta da

4.1 Descrição dos fatores de risco

dívida em dólar da Companhia. Em 30 de dezembro de 2022, a taxa de dólar era correspondente a R\$ 5,28.

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.

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 outras pandemias, epidemias ou surtos regionais e/ou globais não acontecerão. 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. 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 neste Formulário de Referência.

Poderemos precisar de capital adicional no futuro, que poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórios 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 os Polos Riacho da Forquilha, Miranga, Remanso e a totalidade das ações da Maha Energy Brasil, bem como possíveis aquisições futuras, como o Polo Bahia Terra.

No caso das concessões, a Companhia deve 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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 refinaranciar 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 refinaranciar

4.1 Descrição dos fatores de risco

negócios da Companhia.

Sendo assim, fatores como preço e disponibilidade de novas tecnologias, incluindo energia renovável e métodos não-convencionais de extração de petróleo e gás, o clima geopolítico global, guerras comerciais entre as maiores economias mundiais e outras condições relevantes, têm um impacto indireto sobre a demanda de petróleo e sobre os preços do petróleo. Não há garantias de que esses fatores, em combinação com outros, não causarão uma queda maior ou prolongada nos preços do petróleo, o que pode continuar a ter um efeito adverso sobre as receitas. Além disso, a guerra entre Rússia e Ucrânia poderá ensejar uma busca por energia renovável em detrimento aos recursos naturais não renováveis, como o petróleo. 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 derisco “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. O crescimento futuro da Companhia está sujeito a 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, 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 adequada pelo mercado e pelo potencial comprador, o que pode nos levar a ter prejuízos

4.1 Descrição dos fatores de risco

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) 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. Além disso, existe o risco de que nenhum poço perfurado ou revitalizado ou projeto em desenvolvimento seja considerado economicamente viável, em razão do preço de venda do petróleo e do gás natural. 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 a presença de hidrocarbonetos nas estruturas analisadas. Da mesma forma, a utilização de tecnologias sísmicas e outras tecnologias requer recursos significativos, o que pode resultar em prejuízos para a Companhia. As atividades de perfuração podem não ser bem-sucedidas ou economicamente viáveis, em razão do preço de venda do petróleo e do gás natural, 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 atingir 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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. 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.

Consequentemente, 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 da Companhia incluídas neste Formulário de Referência têm como base relatórios técnicos emitidos em março de 2023 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro.

As informações sobre as reservas da Companhia incluídas neste Formulário de Referência, incluindo detalhes sobre as curvas de produção e reservas estimadas, provadas, prováveis e possíveis, as estimativas de receita líquida oriunda dos campos da Companhia e seu valor presente foram extraídas dos relatórios elaborados pela empresa Netherland, Sewell and Associates, Inc. para a Companhia em março de 2023 (“Relatórios de Reservas de Campos da Companhia”). Para mais informações, vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

As estimativas de reservas da Companhia são influenciadas por vários fatores e premissas, como as oscilações nos preços do petróleo e do gás natural, e podem ser revistas ao longo do tempo. Essas estimativas também dependem da extensão dos prazos dos contratos de concessão junto à ANP relativos a cada um dos ativos de produção. No entanto, não há garantias de que essas extensões serão concedidas, o que poderá afetar adversamente as conclusões dos Relatórios de Reservas de Campos da Companhia e reduzir as nossas reservas. Qualquer revisão para baixo nas estimativas para as reservas da Companhia pode afetar negativamente a condição

4.1 Descrição dos fatores de risco

financeira da Companhia e seus resultados operacionais.

As estimativas de reservas e receitas apresentadas nos Relatórios de Reservas de Campos da Companhia estão sujeitas a mudanças 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 criticadas 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, consequentemente, seus resultados operacionais.

Por fim, considerando que o petróleo e o gás natural são recursos não renováveis, 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 natural produzidos nos campos.

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 incontrolláveis 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 Petrobras 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.

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.

4.1 Descrição dos fatores 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 seus parceiros. 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 PetroReconcavo S.A. possui contratos em parceria pela Companhia com terceiros (consórcio), nos seguintes campos: (i) Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata, atualmente operados pela PetroReconcavo S.A.; (ii) Cardeal, atualmente operado pela Mandacaru Energy (antiga Partex).

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.

Em conjunto com Eneva S.A., a Companhia apresentou a melhor proposta (na proporção de 60% para a Companhia e 40% para a Eneva S.A.) para aquisição do Polo Bahia Terra. A negociação da aquisição do Polo junto a Petrobras está em andamento, até que a Companhia receba um comunicado oficial da Petrobras interrompendo as negociações. Ressaltamos que a Companhia pode não ter sucesso em consumir a aquisição nos termos da oferta submetida à Petrobras ou em quaisquer outros termos.

A oferta incluía, dentre outros termos, o preço total de aquisição (sujeito a *earnouts* adicionais) e a obrigação de assunção ou celebração de determinados contratos com terceiros. Apesar de constituir uma oferta vinculante para Companhia, a consumação da aquisição está sujeita à negociação e celebração do contrato de compra e venda e outros instrumentos relacionados à aquisição e a satisfação de condições precedentes anteriormente à assinatura ou ao fechamento

4.1 Descrição dos fatores de risco

do referido contrato de compra e venda como, dentre outras, confirmação de aspectos fáticos relacionados aos ativos, inexistência de determinadas contingências e aprovação da aquisição pelo Conselho de Administrativo de Defesa Econômica – CADE e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

Além disso, a participação apresentada poderá ser a qualquer tempo alterada, o que poderá exigir financiamento adicional por parte da Companhia, caso sua participação aumente, ou gerando menores resultados futuros para a Companhia, caso sua participação seja reduzida.

Após a apresentação da nossa proposta, subsequentes eventos ocorreram impactando o avanço das negociações. Conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 14 de junho de 2022, relatamos que o Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro proferiu uma decisão liminar determinou a paralisação das negociações contratuais referentes ao processo de venda do Polo Bahia Terra. Tal decisão foi revogada em novembro de 2022.

Além desta situação, a alteração do comando do governo federal, após as eleições presidenciais de 2022, com a consequente alteração da presidência da Petrobras demandou, por parte dos novos dirigentes, uma análise da atual situação do Programa de Desinvestimentos da Petrobras para os novos direcionamentos estratégicos da petroleira.

A Companhia pode ainda precisar de financiamento adicional para a efetiva aquisição do Polo Bahia Terra. Para mais informações, vide o fator de risco “Poderemos precisar de capital adicional no futuro, que poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórios à Companhia” deste Formulário de Referência.

Em virtude das características acima, os investidores devem revisar com cautela quaisquer informações referentes ao Polo Bahia Terra incluídas neste Formulário de Referência. A Companhia entende que, na presente data, a Companhia não pode garantir que tal aquisição será consumada nos termos da oferta ou em quaisquer termos. A Companhia também não pode garantir que terá sucesso na operacionalização / integração do Polo Bahia Terra. Para mais informações vide fator de risco “A Companhia pode não ter sucesso com sua estratégia de crescimento por meio de aquisições de novos ativos” e item 4.7 deste Formulário de Referência.

As informações financeiras e operacionais sobre o ativo Polo Bahia Terra incluídas nesse Formulário de Referência podem ser insuficientes para a análise de todos os impactos da operação sobre a Companhia.

Caso venha a ser concretizada, tal aquisição seria material para os negócios da Companhia, considerando o preço de compra proposto para aquisição do Polo Bahia Terra e os ativos, receitas e lucro líquido consolidados da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

As informações financeiras apresentadas neste Formulário de Referência em relação ao Polo Bahia Terra são informações baseadas em fontes públicas, sendo que a Companhia não teve acesso a informações financeiras suficientes que permitam a produção de demonstrações financeiras segregadas para os ativos ou informações financeiras *pro forma* para ilustrar os

4.1 Descrição dos fatores de risco

potenciais efeitos da referida aquisição nas demonstrações financeiras da Companhia.

Similarmente, as informações operacionais do Polo Bahia Terra apresentadas no presente Formulário de Referência para dar suporte às informações técnicas sobre os ativos, incluindo informações sobre reservas, foram obtidas de fontes públicas, ou derivadas de estimativas internas da Companhia preparadas com base em informações públicas, incluindo ANP e a própria Petrobras. A Companhia também não teve acesso a Relatórios de Reservas de Campos relativos ao Polo Bahia Terra.

Em virtude do exposto acima, as informações financeiras e operacionais sobre o Polo Bahia Terra apresentadas nesse Formulário de Referência podem ser inadequadas ou insuficientes para avaliar os efeitos desta aquisição para nossa Companhia e não são indicativas de performance ou resultados futuros da Companhia.

Riscos associados a condições que eventualmente podem ser impostas pela ANP para aprovação de futuros 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 referenciado na Resolução e disponível no site da ANP.

A Companhia não pode garantir que a ANP não irá impor condições específicas a serem atendidas para fins de aprovação de processos de cessão relativos a aquisições pela Companhia de campos de petróleo e gás natural 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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

outorgadas pelo Poder Público por meio de concessões. Atualmente, após algumas concessões serem anexadas, a Companhia detém 59 campos, sendo 33 localizados no Ativo Potiguar (dos quais 2 são operadas por parceiro) e 26 localizados no Ativo Bahia/Sergipe.

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.

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. 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 no Brasil. A grande maioria das infraestruturas de escoamento e processamento da produção, bem como a maioria dos contratos de transporte de gás natural junto aos transportadores estão diretamente vinculados à Petrobras, e a Companhia depende de dispor de tais ativos para escoar a sua produção de gás natural.

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 foi aprovada pela Lei nº 14.134 (Nova Lei do Gás), em abril de 2021, dependendo, ainda, de aprovação de legislações estaduais para cada

4.1 Descrição dos fatores de risco

um dos estados da Federação.

Ainda, com a aprovação da Nova Lei do Gás, a efetiva 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 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, nem pode fazer qualquer previsão nesse sentido.

Riscos associados à utilização de infraestrutura essencial para escoamento e processamento do gás natural.

As concessões operadas pela Companhia fazem uso do disposto no Art. 28 da Lei 14.134/2021 (“Lei do Gás”), que estabelece que fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados a os gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Nesse sentido, a Companhia, utiliza a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural da Petrobras. Caso a Petrobras e/ou outra empresa que adquira a infraestrutura contratada pela Companhia demande o uso da capacidade atualmente contratada pela Companhia e/ou a Companhia as precise aumentar a capacidade contratada em razão de aumentos de produção consistentes com os relatórios de reservas, pode ocorrer falta de capacidade disponível para a Companhia escoar e processar a sua produção de gás natural, tendo em vista que o proprietário da instalação terá preferência para uso da própria infraestrutura, na forma da Lei e da regulação da ANP.

Adicionalmente, a Lei do Gás estabelece que a remuneração a ser paga ao proprietário, bem como o prazo de duração do instrumento contratual, serão objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura de forma que não são asseguradas condições similares às atualmente contratadas para períodos futuros de contratação, podendo ocorrer redução na atratividade econômica dos projetos de produção de gás natural caso os custos de processamento e escoamento sejam majorados pelo proprietário das infraestruturas. Acrescente-se ainda o fato de que a comercialização do gás natural da Companhia depende, obrigatoriamente, das infraestruturas essenciais presentes nos Estados do Rio Grande do Norte e da Bahia, e que tais infraestruturas são as únicas rotas atuais para a destinação do gás natural até a malha de transporte do Nordeste. A indisponibilidade por parada não programada, força-maior, falha catastrófica, temporária ou permanente, poderão levar à parada das

4.1 Descrição dos fatores de risco

instalações que podem comprometer, parcial ou totalmente, a produção de gás natural e, inclusive, da produção de petróleo, no caso da produção de gás natural associado.

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 estabeleceu a responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos contra a administração pública. Isso significa que a pessoa jurídica infratora pode enfrentar sanções civis e administrativas, que incluem multas, perda de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, proibição de contratar com a administração pública ou receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, sanções essas que, se aplicadas, podem afetar adversamente nossos resultados e nossa reputação. Ademais, a lei estabelece 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

Em situações em que ocorram eventos não cobertos ou que excedam as coberturas previstas nas apólices de seguro da Companhia, pode haver um impacto financeiro significativo para recompor e/ou reformar os ativos atingidos por tais eventos e indenizar os prejuízos causados, o que poderá comprometer o investimento realizado pela Companhia. 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. Para mais detalhes sobre os seguros e coberturas de Seguros da Companhia ver o item 7.7 deste Formulário.

Contratos de compra e venda de petróleo com o único cliente da Companhia podem gerar riscos aos resultados da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia operava com seu único cliente para compra de petróleo, a Petrobras. No âmbito dos contratos de compra e venda celebrados entre a Companhia e a Petrobras, a Petrobras se compromete a comprar toda a produção de óleo da Companhia (vide itens 1.5 e 1.16 para maiores esclarecimentos com relação a esses contratos). Aproximadamente 71% da receita operacional bruta da Companhia em 2022 resultou dessa 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, a Petrobras 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

A modalidade contratual de "take or pay" em contratos de compra de venda de gás natural pode gerar riscos aos resultados da Companhia.

Em 2022, a Companhia ampliou o seu número de clientes para a comercialização da sua produção de gás natural, sob o regime contratual de *take or pay*. No âmbito dos contratos de compra e venda celebrados entre a Companhia e os clientes mencionados, os clientes se comprometem a comprar ao menos 80% do volume contratado (Quantidade Diária Contratual) da Companhia (vide itens 7.4 e 7.9 deste Formulário de Referência para maiores esclarecimentos com relação a esses contratos). Aproximadamente 41% da receita operacional bruta da Companhia em 2022 resultou dessa modalidade de contrato. A Companhia não pode garantir que os contratos sob este regime não serão renegociados, contestados ou rescindidos, que os mesmos serão renovados ao seu término, ou que as receitas que obterá de tais contratos serão equivalentes às do passado ou à receita projetada atualmente para esses contratos. Ademais, os clientes da Companhia podem não cumprir total ou parcialmente suas obrigações contratuais ou optar por contestar certas disposições do contrato ou o contrato em sua totalidade, o que pode afetar adversamente os resultados da Companhia.

Ademais, a Companhia pode, também, se envolver em controvérsias legais com os clientes, seja por meio de ações judiciais, arbitragem ou de outra forma, o que poderia levar a atrasos, suspensão ou rescisão de tais contratos e resultar em processos judiciais ou arbitrais morosos, prejudiciais e dispendiosos, afetando adversamente os resultados da Companhia.

Decisões desfavoráveis, o envolvimento da Companhia ou de seus acionistas, administradores, e/ou colaboradores em processos judiciais, administrativos ou arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais 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 e em sua imagem e reputação.

A Companhia e seus administradores são/podem vir a ser partes em processos administrativos, judiciais e arbitrais de várias naturezas. Não há garantia de que esses processos serão julgados favoravelmente à Companhia, ou seus administradores, 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.

Além disto, não podemos assegurar que qualquer pessoa, direta ou indiretamente ligada à nossa Companhia, sejam acionistas, empregados, diretores, conselheiros, fornecedores, prestadores de serviços, subcontratados ou outros colaboradores não sejam envolvidos em processos judiciais,

4.1 Descrição dos fatores de risco

arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais, além de processos administrativos sancionadores/punitivos, no âmbito de órgãos reguladores tais como ANP, órgãos de vigilância sanitária estaduais e municipais, CVM, Conselho de Controle de Atividades Financeiras (“COAF”), órgãos ambientais estaduais e municipais, bem como que não haja eventuais repercussões na mídia desses processos, que possam impactar adversamente nossa imagem e reputação perante nossos clientes, fornecedores e investidores ou nos causar efeito adverso relevante. No caso específico de eventuais processos de natureza criminal envolvendo um ou mais dos administradores da Companhia, decisões desfavoráveis podem impossibilitá-los de exercer suas funções na Companhia.

No caso de eventuais processos envolvendo matérias administrativas relativas a contratações com o Poder Público, eventual decisão desfavorável poderá impor sanções de multa, advertência, suspensão temporária de participar de licitações e impedimento de contratar com a administração pública ou declaração de inidoneidade para licitar ou contratar com a Administração Pública. Se impostas, tais sanções podem afetar adversamente as condições financeiras da Companhia e sua imagem.

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 4.5 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

negativamente os resultados operacionais e os negócios da Companhia.

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 e a criação de impostos ou a manutenção destes pelo poder público. 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.

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 petróleo 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 mais informações sobre nossas operações de *hedge*, vide item 4.3 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 é beneficiária de incentivos fiscais e regimes especiais, especialmente os benefícios concedidos pela SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) e

4.1 Descrição dos fatores de risco

pelo REPETRO-SPED, regime aduaneiro e tributário especial relativo ao setor de Óleo e Gás, que possibilita a 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. 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.

A Companhia pode não conseguir obter ou renovar todas as licenças, alvarás e permissões necessárias à condução dos seus negócios.

A Companhia está sujeita 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. Nesse sentido, 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 do 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,

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

Além disso, a Companhia está sujeita, e pode não ser capaz de obter autorização (*waiver*) dos seus respectivos credores, ao cumprimento de determinadas obrigações no âmbito dos contratos financeiros, cujo descumprimento, inclusive no âmbito de eventual oferta pública de distribuição de ações, pode acarretar o pagamento antecipado ou o vencimento antecipado de tais contratos financeiros, incluindo determinadas obrigações no âmbito do *Credit Agreement*.

Para mais informações, ver item 2.1.(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 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 11.1 e 11.2, 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.

Além disso, a Companhia, seus clientes e os fornecedores terceirizados podem estar vulneráveis a um risco maior de ataques cibernéticos como resultado da recente invasão da Ucrânia pela Rússia, do impacto das sanções contra a Rússia e do possível potencial de retaliação por parte da Rússia, uma vez que os agentes dos Estados-nação podem se envolver em ataques

4.1 Descrição dos fatores de risco

cibernéticos por razões geopolíticas e em conjunto com conflitos militares e atividades de defesa. A Companhia pode ser incapaz de antecipar adequadamente as ameaças à segurança ou de implementar medidas preventivas adequadas.

A Companhia não garante que será capaz de prevenir adequadamente eventuais violações de segurança. Qualquer um destes fatores pode ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, situação financeira, resultados de operações ou perspectivas. Incidentes de segurança cibernética podem afetar a confidencialidade, integridade e/ou disponibilidade dos sistemas da Companhia e, portanto, resultar em interrupção no negócio, redução de desempenho e aumento de custos operacionais, 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 perda de propriedade intelectual, divulgação de segredos comerciais e/ou de outras informações comerciais sensíveis, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação 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.

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.

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 financeira. 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

responsabilidade da Companhia e envolvem uma variedade de perigos inerentes e riscos operacionais, tais como vazamentos, acidentes e problemas mecânicos, que poderão causar significativas perdas financeiras para a Companhia.

A proximidade de dutos e locais de armazenamento 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 entraram em vigor em 1º de agosto de 2021) e já pode ser fiscalizada por autoridades governamentais como o Ministério Público e PROCONs, bem como pela Autoridade Nacional de Proteção de Dados (“ANPD”), além disso 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

Desde 1º de agosto de 2021, com a entrada em vigor das sanções administrativas da LGPD, em caso de não conformidade à LGPD, a Companhia pode estar sujeita às sanções administrativas aplicáveis pela ANPD, tais como advertência; obrigação de publicização do incidente; bloqueio temporário 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; em caso de reincidência, penalidades administrativas mais graves previstas na LGPD poderão ser aplicadas, tais como suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de 6 (seis) meses, prorrogável por igual período, até a regularização da atividade de tratamento pelo controlador; suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 (seis) meses, prorrogável por igual período; e proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados 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, podem ser aplicadas 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. Assim, falhas de segurança e quaisquer outras falhas na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, bem como a inadequação à legislação aplicável, podem acarretar multas elevadas, pagamento de indenizações, divulgação do incidente para o mercado, eliminação dos dados pessoais da base, e até a suspensão de suas atividades, o que poderá afetar negativamente a reputação e os resultados da Companhia e, consequentemente, o valor de suas ações.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 o que poderá afetar adversamente a situação financeira da Companhia.

Os ativos da Companhia podem estar sujeitos a perda de valor recuperável (impairment) e ajustes de valor de inventário.

Os ativos relacionados às atividades de óleo e gás são os mais relevantes da Companhia. Os investimentos associados às propriedades de óleo e gás incluem os direitos sobre propriedades em produção, em desenvolvimento e em estágio de prospecção, que são contabilizados pelo seu valor de custo.

A Companhia revisa e avalia seus ativos, para realizar testes de perda de valor recuperável (*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 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 da Companhia. As premissas utilizadas na avaliação das reservas 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, o que

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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, futura falha ou a ineficácia nos nossos controles internos 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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 e pelos nossos acionistas a título de participação nos nossos resultados.

A Companhia goza 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, não sendo possível a distribuição de lucros.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, o contrato de empréstimo celebrado pela Companhia e sua controlada Potiguar E&, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., com instituições financeiras, em 2 de dezembro de 2019 e aditado em 31 de março de 2021 e em 7 de junho de 2022 (*Credit Agreement*) restringe a distribuição de dividendos pela Companhia, entre outras, na hipótese de o 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 2.1(f) deste Formulário de Referência.

(b) Riscos Relacionados aos seus acionistas em especial os acionistas controladores

Não aplicável.

(c) 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, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. celebraram, em 2 de dezembro de 2019 e aditado em 31 de março de 2021 e em 7 de junho de 2022, 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, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., foram alienadas fiduciariamente, bem como outros bens e direitos creditórios e emergentes da Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. 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, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. e demais ativos onerados poderão ser vendidos.

Em 27 de setembro de 2022, a Companhia contratou financiamento no valor de US\$ 126.000 mil, cujos recursos foram utilizados para quitar financiamento bancário que a Controlada Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo

4.1 Descrição dos fatores de risco

S.A. possuía. Este refinanciamento teve os seguintes objetivos: (i) simplificação dos covenants e garantias, a flexibilização dos compromissos de hedge, permitir a reorganização corporativa anunciada em 05 de setembro de 2022 e a liberação de todas as garantias reais (penhora de ações, de direitos de concessão, de ativos, etc.); (ii) reduzir os custos de empréstimos com taxas de juros mais baixas; e (iii) alongamento da dívida, reescalando o ritmo de amortizações. As instituições financeiras credoras, lideradas pelo Banco Itaú BBA, foram Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco Safra S.A. O referido financiamento tem vencimento em 60 meses a contar da data de assinatura do “Credit Agreement” e juros remuneratórios, a partir do desembolso, correspondentes à taxa de referência Term SOFR para 6 meses, acrescidos de 3,70% ao ano.

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo devedor dessa dívida era de R\$ 670 milhões.

Para mais informações do endividamento da Companhia, ver item 21(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 performarão de forma adequada e sustentável. Todos os fatores de risco apresentados neste Formulário de Referência também podem ser aplicáveis a nossa controlada. 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. 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.

(d) Riscos Relacionados a seus Administradores

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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 , 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 de maneira desalinhada à estratégia de longo prazo da Companhia, não coincidindo com os interesses dos seus acionistasque 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 8 deste Formulário de Referência.

(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 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;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- 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 com o previsto na regulação da ANP. 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 esse tema 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

pela ANP e, em última instância, ao término do contrato de concessão, o que poderá afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

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, quarteirização 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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 com a venda de Petróleo advém exclusivamente da Petrobras.

A receita da Companhia advém da (i) venda da totalidade do petróleo produzido em seus ativos para a Petrobras, através de contratos de compra e venda de petróleo, com preço calculado em dólares americanos com base no valor do Brent DTD e convertido para reais. 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.

A receita da Companhia com a venda de Gás Natural advém de contratos com distribuidores estaduais de gás canalizado para comercialização do gás seco e com distribuidores autorizados e a Petrobras para comercialização dos derivados de gás natural.

A receita da Companhia com a venda do gás produzido em seus ativos pressupõe a contratação de infraestrutura de escoamento, processamento e transporte e a entrega a distribuidores de gás canalizado de cinco estados do Nordeste (Potigás, PBGás, Bahiagás, Cegás, Sergas) em pontos específicos, com volumes e preços definidos em contratos específicos. Por meio de contratos de compra e venda de gás natural, com preço calculado em dólares americanos com base em valor pré- definido, podendo ter parcela variável indexada ao Brent DTD e convertido para reais; pós processamento a Companhia ainda faz jus aos líquidos de gás natural provenientes da separação do gás seco, tendo como clientes a Petrobras, a Ultragaz, a Nacional Gas Butano e

4.1 Descrição dos fatores de risco

a SuperGasBras.

Os contratos dos líquidos são atrelados ao preço do barril do petróleo e à cotação da Petrobras para a venda de gás liquefeito de petróleo.

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 compradora, ou caso não seja capaz de negociar condições favoráveis com esse cliente ou outro comprador interessado, seus resultados serão afetados de forma material e adversa. Para mais informações, vide item 1.3 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 foi e é objeto de investigações conduzidas pela Polícia Federal do Brasil, pelo Ministério Público Federal, bem como da Securities and Exchange Commission (“SEC”) e do U.S. Department com denúncias de corrupção, que podem causar interrupção 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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

O preço mundial de petróleo e do gás natural tem oscilado bastante ao longo dos últimos 10 anos e está sujeito a fatores internacionais de oferta e demanda sobre os quais a Companhia não tem controle. Acontecimentos políticos em todo o mundo, especialmente no Oriente Médio, Rússia, 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 e consequente mudança de matriz energética, que possam substituir os combustíveis fósseis de forma mais acelerada do que indicam especialistas atualmente, podem especialmente afetar o mercado e os preços do petróleo e gás natural internacionais.

A Companhia não pode prever o comportamento dos preços futuros 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.

Ainda, cabe mencionar o conflito na Ucrânia, país pelo qual passam importantes gasodutos que abastecem o continente europeu com o gás natural proveniente da Rússia – o outro país envolvido na guerra, e um dos principais produtores/exportadores de combustíveis fósseis do mundo. As incertezas sobre capacidade de extração e distribuição de petróleo e gás natural russos, associadas a eventuais retaliações de natureza comercial podem impactar negativamente o preço das commodities energéticas.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 “(m) 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.

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, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A. adquiriram o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas nas áreas mencionadas no item 6.4, 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 6.4 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 PetroReconcavo S.A., os prazos de vencimento dos contratos são: (i) Vencimento em 2025: Fazenda Junco, Janduí, Juazeiro | Baixa do Juazeiro, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Três Marias, Upanema e Varginha; (ii) Vencimento em 2029: Asa Branca; (iii) Vencimento em 2032: Acauã; (iv) Vencimento em 2033: Jaçanã; (v) Vencimento em 2034: Pardal e Fazenda Malaquias; (vi) Vencimento em 2035: Pajeú; (vii) Vencimento em 2036: Leste de Poço Xavier, Fazenda Curral, Colibri, Cardeal, Brejinho, Baixa do Algodão; (viii) Vencimento em 2037: Trinca Ferro; (ix) Vencimento em 2038: Patativa; (x) Vencimento em 2039: Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso; (xi) Vencimento em 2040: Paturi e Maçarico; (xii) Vencimento em 2041: Sibite; (xiii) Vencimento em 2047: Cachoeirinha; e (xiv) Vencimento em 2052: Lorena, Livramento e Boa Esperança.

No caso das concessões do Polo Remanso, cujo concessionário é a PetroReconcavo S.A., o término dos prazos dos contratos de concessão dos Campos de Acajá-Burizinho, Lagoa do Paulo Norte e Lagoa do Paulo Sul, está previsto para 2032 e, para o Campo Lagoa do Paulo, o término do contrato está previsto para 2031.

No que se refere à concessão referente ao campo de Juriti, cuja concessionária é a PetroReconcavo S.A., o término do contrato está previsto para 2033.

No que se refere às 11 concessões da Petroreconcavo SA, os campos de Canabrava | Brejinho, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte de Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria possuem o prazo de vencimento dos contratos previsto para 2025.

Os campos de Apraiús, Biriba | Rio Pipiri, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Riacho São Pedro e Sussuarana possuem o prazo de vencimento dos contratos previsto para 2025.

A PetroReconcavo S.A. solicitou prorrogação das concessões referentes aos campos de Apraius, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga Norte, Riacho São Pedro e Sussuarana, e está aguardando aprovação do pleito da ANP.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

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, termos 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 1.6 deste Formulário de

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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 publicou, em setembro de 2021, a Resolução 854/2021 (“Resolução 854/2021”), que regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias e instrumentos que assegurem os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural, indicando as modalidades de garantias que podem ser aceitas pela ANP, quais sejam:

(i) carta de crédito; (ii) seguro garantia; (iii) penhor de petróleo e gás natural; (iv) garantia corporativa; e (v) fundo de provisionamento.

Há uma escassez de bancos capazes e dispostos a fornecer tais cartas de crédito, que podem exigir que a Companhia forneça *cash colateral*, o que pode levar a Companhia a se valer de outras formas de garantias aceitas pela ANP, conforme indicado acima.

A Companhia atualmente é responsável 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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, eventual agravamento da pandemia do novo Coronavírus (COVID-19), novo aumento de casos ou eventual a decretação de estado de calamidade pública por municípios, estados ou pela própria União podem resultar em novos 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, podendo afetar adversamente seus negócios e resultados operacionais.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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 Sociais

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 atividades da Companhia estão sujeitas à regulamentação socioambiental, de

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

(k) Riscos Relacionados a Questões Ambientais

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 à potencial aquisição do polo Bahia Terra da Petrobras, a Companhia não possui informações suficientes sobre a vigência de todas as licenças ambientais emitidas em nome da Petrobras para 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. Nesse sentido, a Companhia pode não ser capaz de adequadamente estimar os riscos ambientais a que está sujeito o polo Bahia Terra e caso a aquisição se concretize pode ser negativamente impactada por passivos ambientais do polo Bahia Terra, tanto já materializados, quanto aqueles que possam vir a se materializar.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 a 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.

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, vide item 1.6 deste Formulário de Referência.

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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 falhe em cumprir a legislação ambiental pertinente às suas atividades, poderão estar sujeitas à aplicação de multas, embargo de obras e atividades cancelamento de licenças e à revogação de autorizações, bem como outras restrições, gerando impacto adverso sobre suas situações financeira e reputacional.

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.

A legislação brasileira estabelece que poderá ser responsabilizado na esfera cível de forma

4.1 Descrição dos fatores de risco

objetiva aquela 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.

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 exime 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, diretores, acionistas, entre outros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

4.1 Descrição dos fatores de risco

- 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;
- Riscos de sabotagem, cyberataques, 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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

a riscos financeiros, operacionais e de reputação, impactando diretamente os resultados financeiros da Companhia.

(m) Riscos Macroeconômicos

O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como o atual coronavírus (COVID-19) e varíola dos macacos (monkeypox), 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, apesar do crescimento de 6% (5,3 milhões de barris/dia) em comparação com 2020, o consumo mundial de petróleo permaneceu 3,7 milhões de b/d abaixo dos níveis de 2019, segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de 2022. ,O mercado segue com alta volatilidade, sensível a novas ameaças de redução na atividade econômica, seja por novas ondas da COVID-19, seja por outros fatores relacionados a macroeconomia.

Surtos de doenças que afetam o comportamento das pessoas, como o atual coronavírus (COVID-19), a varíola dos macacos (monkeypox), 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.

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 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 e a varíola dos macacos (*monkeypox*), 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 resultadodesses eventos mundiais pode diminuir o

4.1 Descrição dos fatores de risco

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. Adicionalmente, intervenções do governo na Petrobras, incluindo alterações no alto escalão da administração da Petrobras, podem impactar negativamente o mercado em geral e a Companhia em particular.

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 controlar os efeitos da COVID-19, podem

4.1 Descrição dos fatores de risco

afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de suas ações ordinárias.

Instabilidade política tem afetado adversamente a economia brasileira, o que poderá afetar os negócios e resultados operacionais da Companhia, bem como o preço de negociação de suas ações.

O ambiente político brasileiro tem influenciado e continua influenciando o desempenho da economia do país e a confiança de investidores e do público em geral, resultando em desaceleração econômica e aumento da volatilidade nos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

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 Brasil experimentou uma elevada instabilidade econômica e política, além de uma maior volatilidade, como resultado de várias investigações do Ministério Público Federal, da Polícia Federal, da CVM e de outras entidades públicas brasileiras, responsáveis pelas investigações de corrupção. Além disso, certas entidades estrangeiras, como o DoJ e a SEC, também conduziram suas próprias investigações. Essas investigações impactaram negativamente a economia e o ambiente político brasileiro e contribuíram para o declínio da confiança do mercado no Brasil. Além disso, elas podem levar a novas alegações e acusações contra funcionários do Governo Federal e Estadual e a executivos da indústria brasileira.

O potencial desdobramento das investigações de corrupção é incerto e possui um impacto adverso na percepção da economia brasileira, no ambiente político e no mercado de capitais brasileiro. A Companhia não controla e não é capaz de prever se tais investigações de corrupção levarão a uma futura instabilidade política e econômica, ou que novas alegações contra funcionário do Governo Federal surgirão no futuro ou afetarão adversamente a Companhia.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive das ações de emissão da Companhia.

O valor de mercado dos valores mobiliários das companhias brasileiras pode ser influenciado, em diferentes medidas, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, China e países da União Europeia, de países da América Latina e outros de economia emergente. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países, inclusive efeitos da COVID-19, causou, diante da perspectiva que envolveu os contornos do evento, 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.

Além do mais, mesmo depois da diminuição da pandemia da COVID-19, a Companhia pode ter impactos materialmente adversos em seus negócios como resultado de seu impacto econômico global, incluindo qualquer recessão, desaceleração econômica ou aumento nos níveis de desemprego que ocorreu ou pode ocorrer no futuro. Assim, uma eventual recessão e/ou desaceleração econômica global, inclusive em decorrência dos efeitos da guerra entre Rússia e Ucrânia, pode afetar negativamente a economia brasileira e por sua vez levar a uma menor atividade comercial e de consumo.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

operacionais e a situação financeira da Companhia.

Além disso, a ação militar das forças russas na Ucrânia em fevereiro de 2022 aumentou as tensões entre a Rússia e os Estados Unidos, a Organização do Tratado do Atlântico Norte - OTAN, a União Europeia e o Reino Unido. Os Estados Unidos e outros países impuseram, e provavelmente imporão, sanções financeiras e econômicas e farão controles de exportação contra certas organizações e/ou indivíduos russos, com ações similares implementadas ou planejadas pela UE, o Reino Unido e outras jurisdições. Veja o item "Os negócios da Companhia podem ser afetados por eventos políticos, guerras, terrorismo e outras incertezas geopolíticas, tais como o conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia" para maiores detalhes sobre os impactos do conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia.

Por fim, essas tensões podem gerar uma instabilidade política e econômica ao redor do mundo, impactando o mercado diretamente o mercado de ações.

Os negócios da Companhia podem ser afetados por eventos políticos, guerras, terrorismo e outras incertezas geopolíticas, tais como o conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia.

A guerra, o terrorismo e outras incertezas geopolíticas causaram e podem causar danos ou perturbações à economia e ao comércio em uma base global ou regional, o que pode ter um efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, seus clientes e as empresas com as quais fazem negócios.

Atualmente os mercados globais estão operando em um período de incerteza econômica, volatilidade e interrupção após a invasão russa, em grande escala, no território ucraniano, em 24 de fevereiro de 2022. Embora a duração e o impacto do conflito militar em curso sejam altamente imprevisíveis, o conflito na Ucrânia e quaisquer outras tensões geopolíticas podem ter um efeito adverso sobre a economia e a atividade comercial em todo o mundo e levar a isso:

- distorções nos créditos e no mercado de capitais;
- volatilidade significativa nos preços das *commodities*;
- aumento dos custos de recursos para a operação da Companhia;
- instabilidade cambial;
- aumento das taxas de juros e da inflação nos mercados; e
- crescimento global mais baixo ou negativo.

Além disso, a prévia junção da Rússia à Criméia, o recente reconhecimento de duas repúblicas separatistas nas regiões de Donetsk e Luhansk da Ucrânia e as subseqüentes intervenções militares na Ucrânia levaram à imposição de sanções e outras penalidades pelos Estados Unidos, União Européia e outros países contra a Rússia, Belarus, a Região de Criméia da Ucrânia, a chamada República Popular de Donetsk e a chamada República Popular de Luhansk, incluindo o acordo para remover certas instituições financeiras russas do sistema de pagamento da Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication ("SWIFT"). Potenciais

4.1 Descrição dos fatores de risco

propostas e/ou ameaças de sanções e penalidades adicionais estão sendo discutidas. As ações militares russas, as sanções resultantes e os ataques de combate e retaliação russa (incluindo ataques cibernéticos e espionagem) poderiam afetar negativamente a economia global e os mercados financeiros e levar a maior instabilidade e falta de liquidez nos mercados de capital. O impacto dessas medidas, é atualmente desconhecido, e estas medidas, atuais e futuras, poderiam afetar adversamente seus negócios, condição financeira e resultados de operações.

Os riscos geopolíticos e econômicos também aumentaram nos últimos anos, como resultado das tensões comerciais entre os Estados Unidos e a China, Brexit, e o aumento do populismo. Tensões crescentes podem levar, entre outros, a uma desglobalização da economia mundial, um aumento do protecionismo ou barreiras à imigração, uma redução geral do comércio internacional de bens e serviços e uma redução na integração dos mercados financeiros, o que poderia afetar adversamente os negócios da Companhia.

Qualquer queda adicional no rating de crédito do Brasil pode afetar adversamente o preço de negociação das ações ordinárias da Companhia.

Os ratings de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, em consequência, o preço de negociação de valores mobiliários e rendimentos necessários na emissão futura de dívidas nos mercados de capitais. Agências de rating avaliam regularmente o Brasil e seus ratings soberanos, que se baseiam em uma série de fatores, incluindo tendências macroeconômicas, condições fiscais e orçamentárias, métricas de endividamento e a perspectiva de alterações em qualquer um desses fatores. O Brasil perdeu grau de classificação da sua dívida soberana nas três principais agências de classificação de risco baseadas nos EUA: Standard & Poor's, Moody's e Fitch.

- Em setembro de 2015, a Standard & Poor's reduziu o rating de crédito soberano do Brasil para grau de investimento inferior, de BBB- para BB +, citando, entre outras razões, a instabilidade geral no mercado brasileiro causada pela interferência do governo brasileiro na economia e dificuldades orçamentárias. A Standard & Poor's rebaixou novamente o rating de crédito do Brasil em fevereiro de 2016, de BB + para BB, e manteve sua perspectiva negativa sobre o rating, citando uma piora na situação de crédito desde o rebaixamento de setembro de 2015. Em janeiro de 2018, a Standard & Poor's reduziu seu rating para o BB com uma perspectiva estável, tendo em vista as dúvidas em relação aos esforços de reforma das 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.
- A Fitch manteve a classificação de crédito soberano do Brasil em BB- mantendo a perspectiva negativa em dezembro de 2021, citando incertezas fiscais, elevada inflação e volatilidade do real, pesando sobre a economia em 2022 e aumentando o risco de uma recessão total, enquanto os custos de empréstimos soberanos mais altos, juntamente com um déficit primário mais elevado, levarão a uma deterioração renovada das finanças públicas em 2022.

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 4.3 deste Formulário

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

4.2 Descrição dos 5 (cinco) principais fatores de risco

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. O crescimento futuro da Companhia está sujeito a 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, 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

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

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 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.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

O setor de atuação da Companhia pode ser afetado negativamente pelas atuais iniciativas de responsabilidade ESG (Environmental, Social and Governance ou ambiental, social e governança) e por eventuais mudanças nas políticas internacionais sobre o tema nos Estados Unidos, especialmente no que diz respeito ao setor de atuação da Companhia.

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, o mandato de Joe Biden como presidente dos Estados Unidos pode ter um impacto significativo nas políticas internacionais relacionadas ao setor de atuação da Companhia. O presidente dos Estados Unidos tem influenciar a 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. Não há garantias de que o governo norte-americano manterá políticas favoráveis ao setor de atuação da Companhia. Também, Joe Biden incluiu em suas propostas de governo a intenção de promover energias renováveis, em detrimento de combustíveis fósseis, e a redução de emissões.

Os efeitos da guerra entre Ucrânia e Rússia, bem como o terrorismo e outras incertezas geopolíticas causaram e podem causar danos ou perturbações à economia e ao comércio em uma base global ou regional. Isso pode ter um efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, seus clientes e parceiros comerciais. Um efeito adverso relevante de longo prazo sobre a indústria petrolífera poderia afetar adversamente os aspectos financeiros e operacionais dos negócios da Companhia.

Sendo assim, fatores como preço e disponibilidade de novas tecnologias, incluindo energia renovável e métodos não-convencionais de extração de petróleo e gás, o clima geopolítico global, guerras comerciais entre as maiores economias mundiais e outras condições relevantes, têm um impacto indireto sobre a demanda de petróleo e sobre os preços do petróleo. Não há garantias de que esses fatores, em combinação com outros, não causarão uma queda maior ou prolongada nos preços do petróleo, o que pode continuar a ter um efeito adverso sobre as receitas. Além disso, a guerra entre Rússia e Ucrânia poderá ensejar uma busca por energia renovável em detrimento aos recursos naturais não renováveis, como o petróleo. 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.

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

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

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.

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, eventual agravamento da pandemia do novo Coronavírus (COVID-19), novo aumento de casos ou eventual a decretação de estado de calamidade pública por municípios, estados ou pela própria União podem resultar em novos 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, podendo afetar adversamente seus negócios e resultados operacionais.

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

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

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 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.

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

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

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 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, consequentemente, 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.

Além disso, a Companhia, seus clientes e os fornecedores terceirizados podem estar vulneráveis a um risco maior de ataques cibernéticos como resultado da recente invasão da Ucrânia pela Rússia, do impacto das sanções contra a Rússia e do possível potencial de retaliação por parte da Rússia, uma vez que os agentes dos Estados-nação podem se envolver em ataques cibernéticos por razões geopolíticas e em conjunto com conflitos militares e atividades de defesa. A Companhia pode ser incapaz de antecipar adequadamente as ameaças à segurança ou de implementar medidas preventivas adequadas.

A Companhia não garante que será capaz de prevenir adequadamente eventuais violações de segurança. Qualquer um destes fatores pode ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, situação financeira, resultados de operações ou perspectivas. Incidentes de segurança cibernética podem afetar a confidencialidade, integridade e/ou disponibilidade dos sistemas da Companhia e, portanto, resultar em interrupção no negócio, redução de desempenho e aumento de custos operacionais, 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 perda de propriedade intelectual, divulgação de segredos comerciais e/ou de outras informações comerciais sensíveis, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação 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.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais 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.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Risco de taxa de câmbio

No período de doze meses findos em 31 de dezembro de 2022, 77% (31 de dezembro de 2021, 98%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de suas controladas, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A., estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento. No caso do petróleo, as receitas se referem à venda atrelada ao preço do Brent, cotado em dólares norte-americanos. Para o gás natural, as receitas estão vinculadas a contratos de preços fixos e variáveis em dólares. Os únicos contratos de venda, nesse período, cuja precificação se encontravam em reais se referiam à venda de GLP.

Com relação aos custos da Companhia, a maior parte estava denominada em Reais.

A Controladora, em 27 de setembro de 2022, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., adquiriu empréstimo em dólares norte-americanos, com objetivos e detalhes já descritos na seção de Empréstimos e Financiamentos.

O Grupo possui registrado, na rubrica de valores a pagar por aquisições, parcelas diferidas/contingentes de aquisições de ativos cujo valor está atrelado ao dólar norte-americano. Na Potiguar e na SPE Miranga, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. foram reconhecidos, respectivamente, US\$56.232 e US\$165.100. Atualmente o saldo remanescente em dólar, atualizado com os juros previstos contratualmente, é US\$ 33.431 e US\$ 146.002, respectivamente.

Atualmente o Grupo não possui instrumentos financeiros derivativos para se proteger contra variações na taxa de câmbio. Entretanto, o Grupo mantém aplicações financeiras em fundos cambiais para reduzir sua exposição a passivos em dólar.

31/12/2022	Controladora					
	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do US\$	5,4752	1.222.020	1.282.330	916.516	611.011
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Baixa do US\$	5,4752	670.168	703.242	502.626	335.084
Efeito líquido no resultado				27.237	(137.962)	(275.925)

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

31/12/2022	Risco	Taxa (a)	Consolidado			
			Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,4752	1.238.420	1.299.539	1.548.026	1.857.632
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,4752	918.272	963.591	1.147.842	1.377.410
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,4752	670.168	703.242	837.710	1.005.252
Efeito líquido no resultado				(17.274)	(87.505)	(175.011)

(a) A taxa de conversão (R\$ para US\$) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável foi obtida no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do dólar no Sistema de Expectativas de Mercado para dezembro de 2023. Em 31 de dezembro de 2022 a taxa era de R\$5,2177.

(b) O Cenário A considera variação de 25%, enquanto o Cenário B considera variação de 50% sobre o real. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do câmbio) sobre o dólar efetivo de 31 de dezembro de 2022.

As análises de sensibilidade consideram o pior cenário (alta ou baixa do dólar) líquido entre ativos e passivos financeiros.

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, vinculadas à variação do CDI.

No lado do passivo, os juros são reconhecidos a um spread de 6,3% mais LIBOR para 3 meses.

Em 31/12/2022- Saldos	Risco	Controladora				
		Taxa (a)	Cenário Contábil	Cenário Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	12,25%	64.053	71.899	69.938	67.976
Efeito no resultado				(961)	(2.922)	(4.884)
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Alta da SOFR	4,905%	670.168	689.678	690.030	696.550
Efeito no resultado				(19.510)	(19.862)	(26.382)

	Consolidado					
Em 31/12/2022- Saldos	Risco	Taxa (a)	Cenário Contábil	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	12,25%	318.547	357.569	347.814	338.058
Efeito no resultado				(4.778)	(14.534)	(24.289)

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Passivo						
Empréstimos e financiamentos	Alta da SOFR	4,905%	670.168	689.678	690.030	696.550
Efeito no resultado				(19.510)	(19.862)	(26.382)

As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas no Banco Central do Brasil e no The Ice. Para o CDI, utilizamos como referência a expectativa do Bacen para 2023, enquanto para a Sofr. utilizamos a taxa projetada em dezembro de 2023.

(b) O Cenário A considera variação de 25%, enquanto o Cenário B considera variação de 50% sobre as taxas. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do índice) sobre a taxa efetiva de 31 de dezembro de 2022

Risco dos preços das *commodities*

Durante o período de 12 meses, findos em 31 de dezembro de 2022, 74% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (2021, 97%).

Vale ressaltar que, a partir de 2022, novos contratos de gás natural foram assinados, e, muitos deles não possuem relação direta ao preço do petróleo.

Como forma de se proteger das volatilidades do mercado de petróleo, a Companhia mantém diversos contratos de “hedge”, tendo protegido um volume maior que 1.997 mil barris (47% da produção líquida de petróleo do ano) em 31 de dezembro de 2022 (2021, 966 mil barris, 65% da produção líquida de petróleo do ano) a um preço médio de US\$54,9/bbl em 31 de dezembro de 2022 (2021, US\$62.40/bbl).

	Consolidado					
	Risco	Preço (a)	Cenário Contábil	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Receita operacional bruta - Óleo	Baixa do Brent	83,40	2.658.966	2.193.060	1.974.093	1.258.908
Receita operacional bruta - Gás	Baixa do Brent	83,40	613.671	507.225	460.253	306.836
Instrumentos financeiros - Hedge	Baixa do Brent	83,40	(441.631)	(293.519)	(213.978)	45.818
Total			2.831.006	2.406.766	2.220.369	1.611.562
Provável efeito no resultado				(424.240)	(610.637)	(1.219.444)

Os preços das commodities utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas na agência de precificação de commodities ICE, e representam a média dos próximos 12 meses.

Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre a média do preço do Brent demonstrados no cenário contábil.

A política da Companhia é a de contratar contratos a termo de commodity para gerir o risco de preço das commodities associado ao pagamento de empréstimos contratados. No exercício corrente, não houve necessidade de contratação de hedges adicionais, uma vez que a empresa entende estar suficientemente protegida em relação a flutuações de preços.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto no final do exercício

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

findo em 31 de dezembro de 2022, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de “hedge”.

Consolidado			
Instrumentos de “hedge” contratos em aberto	Preço médio		Valor justo dos instrumentos de “hedge”
	do exercício	Quantidade	
	31/12/2022	31/12/2022	31/12/2022
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	51,17	434.350	(77.998)
De 3 a 6 meses	51,80	462.000	(77.796)
De 6 a 12 meses	53,82	899.750	(129.389)
De 1 a 2 anos	58,18	1.012.250	(102.409)

4.4 Processos não sigilosos relevantes

4.4 Processos não sigilosos 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 29 (vinte e nove) 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\$ 8.508.869,39 sendo: (i) R\$1.114,34 (mil, cento e quatorze reais e trinta e quatro centavos) com prognóstico possível; e (ii) R\$ 8.507.755,05 (oito milhões, quinhentos e sete mil, setecentos e cinquenta e cinco reais e cinco centavos) com o prognóstico de perda remoto.

Adicionalmente, a Companhia é parte 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 11 (onze) processos de natureza cível, sendo R\$ 1.543.000,00 (um milhão, quinhentos e quarenta e três mil) com chance de perda possível.

Ainda, a Companhia figura no polo ativo em outros 5 (cinco) processos de natureza cível, sendo 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 perfazem R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais); 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) 8 (oito) autos de infração autuados pela ANP em desfavor da Companhia, com o potencial de aplicação de multas entre R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais) e R\$ 26.543.702,86 (vinte e seis milhões, quinhentos e quarenta e três mil, setecentos e dois reais e oitenta e seis centavos); e 1 (uma) Ação de Fiscalização instaurada para averiguar a ocorrência de incêndios, referente a uma ocorrência no tanque de uma estação coletora da Recôncavo E&P, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A.. Para os fins deste item, foram considerados individualmente processos em que nós 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 Petroreconcávo 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).
f. Principais fatos	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 Petroreconcávo. 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 Petroreconcávo; (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. O STF, por maioria, julgou improcedente o pedido formulado na ADI 5942 na Sessão Virtual de 2.10.2020 a 9.10.2020. Em 19/11/2020, foi proferida sentença nos autos da Ação Popular, julgando improcedente a ação. Em 14/12/2020, foi interposto recurso de apelação pelo autor. Em 12/02/2021, foram apresentadas as contrarrazões à apelação.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	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.
h. Estágio do processo	Fase recursal. Pendente de julgamento em segunda instância.
i. Chance de perda (provável, possível ou remota)	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Impacto direto no negócio.
k. Impacto em caso de perda do processo	Anulação da cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção dos Campos do Polo Riacho da Forquilha.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4

Não há valores provisionados em relação ao processo descrito no item 4.4.

4.6 Processos sigilosos relevantes

4.6 Processos sigilosos relevantes

A Companhia não possui processos sigilosos relevantes em curso.

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 dos 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 já realizou alguns cursos de capacitação de pessoas, conforme compromissada no TAC em questão, bem como está contratando a empresa Inklua Serviços para Inclusão de PCD Ltda. que irá atuar como *headhunter* na busca por este tipo de profissional para a Companhia.

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) ADOTAR medidas de proteção para o trabalho em máquinas e equipamentos da Sonda de Produção Terrestre – PR-02, capazes de garantir a saúde e a integridade física dos trabalhadores; (ii) INSTALAR a redundância nos dispositivos

4.7 Outras contingências relevantes

responsáveis pela prevenção de partida inesperada ou pela função de parada relacionada à segurança da Sonda de Produção Terrestre – PR-02, conforme a categoria de segurança requerida, o circuito elétrico da chave de partida de motores de máquinas e equipamentos deve: a) possuir estrutura redundante; b) permitir que as falhas que comprometem a função de segurança sejam monitoradas; e c) promover dimensionamento adequado de acordo com o estabelecido pelas normas técnicas nacionais vigentes e, na ausência ou omissão destas, pelas normas técnicas internacionais;

(i) INSTALAR sistemas de segurança na Sonda de Produção Terrestre – PR-02 que devem ser selecionados e instalados de modo a atender aos seguintes requisitos: a) ter categoria de segurança conforme prévia análise de riscos prevista nas normas técnicas oficiais vigentes; b) estar sob a responsabilidade técnica de profissional legalmente habilitado; c) possuir conformidade técnica com o sistema de comando a que são integrados; d) instalação de modo que não possam ser neutralizados ou burlados; e) manterem-se sob vigilância automática, ou seja, monitoramento, de acordo com a categoria de segurança requerida, exceto para dispositivos de segurança exclusivamente mecânicos; e f) paralisação dos movimentos perigosos e demais riscos quando ocorrerem falhas ou situações anormais de trabalho; (iv) ADOTAR uma das seguintes medidas adicionais de proteção coletiva para impedir a partida da máquina enquanto houver pessoas nessa zona: a) sensoramento da presença de pessoas; (Incluído pela Portaria MTB 98/2018) b) proteções móveis ou sensores de segurança na entrada ou acesso à zona de perigo, associadas a rearme ("reset") manual; ou c) instalar um sistema de segurança redundante no controle do equipamento utilizado no auxílio de movimentação vertical de cargas (Catarina), que limite os movimentos ascendentes. Estes dispositivos, um eletrônico e um mecânico (aplicação de redundância), devem causar a parada completa do equipamento (atuação pneumática e mecânica), sempre que este estiver próximo à zona de risco; (v) SUBMETER as máquinas e equipamentos da Sonda de Produção Terrestre – PR 02 a manutenções na forma e periodicidade determinada pelo fabricante, por profissional legalmente habilitado ou por profissional qualificado, conforme as normas técnicas oficiais as normas técnicas internacionais aplicáveis; (vi) REGISTRAR em livro próprio, ficha ou sistema informatizado as manutenções na Sonda de Produção Terrestre – PR 02, com os seguintes dados: a) intervenções realizadas; b) data da realização de cada intervenção; c) serviço realizado; d) peças reparadas ou substituídas; e) condições de segurança do equipamento; f) indicação conclusiva quanto às condições de segurança da máquina; e g) nome do responsável pela execução das intervenções; e (vii) ELABORAR procedimentos de trabalho e segurança, específicos e padronizados, a partir da análise de risco da Sonda de Produção Terrestre – PR 02. Em caso de descumprimento das obrigações previstas no TAC, será imposta multa no valor de R\$10.000,00 (dez mil reais) por obrigação descumprida. A Companhia já cumpriu com todas as obrigações assumidas no TAC, tendo adequado a sua Sonda a todas as obrigações impostas pelo MPT.

Polo Bahia Terra

Conforme comunicado ao mercado divulgado pela Companhia em 10 de junho de 2022, a Companhia tomou conhecimento que, em 9 de junho de 2022, a Petrobras foi notificada de liminar expedida pelo Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro que determinou a paralisação das negociações contratuais referentes à potencial aquisição do Polo Bahia Terra. Em linha com os riscos previamente apontados sobre essa aquisição nos fatores de risco "A estratégia de crescimento da

4.7 Outras contingências relevantes

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”, “Riscos associados às incertezas quanto ao processo de aquisição de ativos da Petrobras podem ter um efeito material adverso sobre o nosso negócio”, “A Companhia pode não ter sucesso com sua estratégia de crescimento por meio de aquisições de novos ativos” e “A negociação da aquisição do Polo Bahia Terra junto a Petrobras está em andamento e a Companhia pode não ter sucesso em consumir a aquisição nos termos da oferta submetida à Petrobras ou em quaisquer outros termos” do item 4.1 deste Formulário de Referência, a Companhia não pode garantir que (i) tal liminar será revogada total ou parcialmente, (ii) novas liminares e/ou tutelas antecipadas sejam concedidas nesse processo ou em outros processos judiciais ou arbitrais dos quais não temos conhecimento ou que venham a ser protocolados no futuro questionando a legalidade do processo de venda do Polo Bahia Terra, ou (iii) decisões finais em referidos processos judiciais e/ou arbitrais, não possam afetar adversamente a aquisição do Polo Bahia Terra pela Companhia, incluindo, mas a tanto não se limitando, em virtude da interrupção permanente das negociações, impossibilidade de fechamento da aquisição após a assinatura dos contratos finais ou rescisão ou imposição de outras obrigações posteriormente ao fechamento da transação.

A Companhia requereu da Petrobras mais informações acerca da liminar e, no início da noite do dia 10.6.2022, a Petrobras, única ré na demanda, disponibilizou à Companhia, o inteiro teor da decisão que concedeu a tutela provisória de urgência.

No dia 13 de junho de 2022, a Companhia: (i) na qualidade de terceiro prejudicado, interpôs agravo de instrumento (com pedido de atribuição de efeito suspensivo) em segunda instância, contra a decisão que concedeu tutela provisória de urgência nos autos da ação cautelar preparatória de processo arbitral, bem como requereu seu ingresso no feito na qualidade de assistente da ré, Petrobras; e (ii) protocolou petição nos autos do processo em primeira instância esclarecendo os fatos, informando a interposição do agravo de instrumento e requerendo a reconsideração da decisão que concedeu tutela provisória de urgência nos autos da ação cautelar preparatória de processo arbitral, bem como seu ingresso no feito na qualidade de assistente da ré, Petrobras.

Quanto ao agravo de instrumento, foi: (i) deferido o ingresso da Companhia, na qualidade de Assistente Litisconsorcial, eis que se trata inequivocamente de Terceiro Prejudicado; (ii) indeferida a atribuição de efeito suspensivo ao agravo de instrumento; e (iii) determinada a intimação do agravado (autor da ação) para se manifestar em contrarrazões, facultando-lhe juntar os documentos que entender necessários. Quanto à atribuição de efeito suspensivo, destacou-se descaber, neste momento processual, qualquer apreciação quanto ao mérito da demanda.

Quanto ao pedido de reconsideração em primeira instância, foi decidido que, no momento, nada há a ser revisto quanto a liminar proferida.

Para mais informações sobre a aquisição do Polo Bahia Terra pela Companhia, ver itens 1.2, 1.16, 2.11 e 4.1 deste Formulário de Referência.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

(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 e 28 de abril de 2021.

Ressalta-se que a Política de Gerenciamento de Riscos, bem como o Código de Ética e Conduta, o Programa de Integridade, a Política de Proteção de Dados Pessoais e Política sobre Patrocínio e Doações e as demais políticas e regimentos estão disponíveis no website: <https://ri.petroreconcavo.com.br/governanca-corporativa/estatuto-e-politicas-e-codigos/>

(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, como o *Cross-default* ou vencimentos antecipados por descumprimento de cláusulas, ações de marketing, demanda de mercado, participação de mercado, (*market share*) 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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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;
- **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 Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos. Uma vez identificados, os riscos são catalogados e classificados de acordo com seu impacto e grau de maturidade dos controles. Os riscos recebem classificação de grau baixo, moderado, alto e extremo.

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.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Nesse sentido, a Companhia possui um Canal Transparência 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 Companhia.

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 Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos. As deficiências no gerenciamento de riscos identificadas serão relatadas ao Comitê de Auditoria. As atividades contínuas de monitoramento serão realizadas pelos gestores e pela Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos e as avaliações independentes pela Área de Auditoria Interna, conforme responsabilidades dispostas abaixo.

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.

Também, aprimoramos nossa segurança cibernética ao implementar novas políticas e procedimentos que promovem boas práticas em processos de segurança e governança, alinhados com as normas ISO 27001. Implantamos um centro de operações formado por profissionais e *softwares* especializados que seguem as abordagens propostas pelo NIST (National Institute of Standards and Technology) e CIS (Center for Internet Security). Adotando uma postura proativa, monitoram eventos e atuam na identificação, avaliação, comunicação e resposta a potenciais ameaças cibernéticas. Assim, buscamos minimizar os riscos e possíveis impactos, visando assegurar a integridade de nossos ativos digitais.

Elaboramos um plano de backup abrangente de nossos dados críticos em caso de incidentes ou desastres. O plano de backup inclui a identificação de ativos digitais importantes, a definição de frequências de backup adequadas e a seleção de métodos e tecnologias de armazenamento confiáveis. Utilizamos backups diferenciais e completos, armazenando-os em locais seguros e geograficamente separados, para aumentar a resiliência do nosso sistema de recuperação de dados.

Para garantir a eficácia do nosso plano de backup e a capacidade de restaurar rapidamente as operações em caso de uma falha, realizamos testes de restauração regularmente, estabelecendo um RTO (Recovery Time Objective) de 4 horas. Isso significa que, em caso de um incidente, nossa meta é restaurar os sistemas críticos e dados essenciais dentro de 4 horas.

Para conscientizar nossos colaboradores sobre segurança cibernética, adotamos diversas medidas que incluem a veiculação de mensagens e informações importantes em diversos canais de comunicação interna. Além disso, investimos continuamente no desenvolvimento de nossos colaboradores por meio de programas abrangentes de conscientização em segurança cibernética, utilizando a plataforma EAD da PetroReconcavo. Nela, disponibilizamos conteúdo

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

instrutivo, como vídeos didáticos e avaliações interativas, focados em temas cruciais para a proteção de dados. Adicionalmente, realizamos mensalmente simulações de Phish Threat em todas as contas, a fim de identificar áreas em que os funcionários possam estar vulneráveis e reeducá-los. Com essas abordagens educacionais, buscamos garantir que nossos colaboradores estejam bem-informados e capacitados para lidar com ameaças no ambiente de trabalho.

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” e “Extremo”; (d) aprovar a Política de Gerenciamento de Riscos, assim como suas revisões; (e) aprovar os relatórios de auditoria interna, compliance e riscos 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 e Gestão de Riscos Corporativos são suficientes ao desempenho de suas funções; e (h) assegurar autonomia operacional ao Comitê de Auditoria Estatutário, 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 Gestão 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; (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 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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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 Interna e Gestão de Riscos Corporativos são suficientes ao desempenho de suas funções; e (k) divulgar as atividades reportadas pela área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos ao Conselho de Administração.

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 e Gestão de Riscos Corporativos 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 Appetite e Tolerância a Risco da Companhia; (e) propor a aceitação dos Riscos classificados como “Alto” e “Extremo” ao Conselho de Administração; (f) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Moderado” ; (g) propor e implementar sistema de controles internos incluindo políticas e limites de alçada, alinhado ao nível de Appetite 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.

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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

associados às operações da Companhia; (c) subsidiar a Área de 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 Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria Estatutário.

Gerências: (a) identificar, classificar e gerenciar os riscos das respectivas áreas de acordo com as estratégias de mitigação, com o suporte da área de Auditoria Interna e Gestão 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 Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos; (e) definir controles internos dos processos de suas respectivas áreas, em conjunto com a Área de Compliance, Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos.

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.

- Gerenciamento de riscos de mercado

(a) Política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia possui uma Política de Gerenciamento de Riscos formalizada, cuja proposta foi apreciada pelo Comitê de Auditoria Estatutário e aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de abril de 2021.

Por mais que a Companhia não possua uma política formalizada e 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 2021 (“Política”).

Adicionalmente a Companhia aprovou ao longo de 2022 uma série de políticas que tratam de gerenciamento de riscos de mercado tais como: Política Risco de Contraparte e Emissores , Política de Gestão de Caixa e Política de Endividamento.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

(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 possui 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 deveser 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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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.

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, conformes definidos 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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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/ou instrumentos de proteção;
- (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.

(d) 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 objetode *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 possui receitas operacionais vinculadas ao preço do 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.

5.2 Descrição dos controles internos

5.2. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

(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, dos objetivos operacionais 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) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, 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 Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos, 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 2022.

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

5.2 Descrição dos controles internos

Não aplicável, dado que 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 2022.

5.3 Programa de integridade

5.3 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 implementou o Programa de Integridade PetroReconcavo, aprovado em 29/09/2022 pelo Conselho de Administração e atualizou o seu Código de Ética e Conduta, que junto à Políticas e Procedimentos adotados, refletem os mais altos padrões de integridade e ética adotados, com práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, com o intuito de promover um ambiente de trabalho íntegro, criação de valor e mitigando o risco de fraudes, que possam prejudicar a Companhia e incorrer em dano à sua reputação e imagem.

A Diretoria, o Comitê de Ética e o Compliance são órgãos de governança de apoio, assessoramento e implementação do Programa de Integridade, assim como, execução e exigibilidade de suas prerrogativas. O programa é reavaliado a cada dois anos.

As Dimensões do Programa, em conformidade com o Decreto 11.129/22, aplicam-se aos seus administradores, colaboradores (executivos, empregados e estagiários), subsidiárias, toda a Companhia, bem como, terceiros, fornecedores, clientes, parceiros de negócios, no que couber, no Brasil ou exterior. As responsabilidades, definidas na Matriz de Responsabilidades do Programa de Integridade, não criam diferenças de tratamento aos colaboradores, nos quais, estão sujeitos de forma igualitária ao Programa, assim como, às medidas disciplinares.

A PetroReconcavo aderiu ao Instituto ETHOS e é signatária do Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção. Trata-se de um compromisso voluntário assumido por empresas privadas e públicas, cujo objetivo é uni-las na promoção de um mercado mais íntegro e ético e reduzir as diferentes práticas de corrupção. Ao se tornarem signatárias do Pacto, as empresas assumem o compromisso de divulgar a legislação brasileira anticorrupção para seus funcionários e stakeholders, a fim de que seja cumprida integralmente. Além disso, se comprometem a vedar qualquer forma de suborno e primar pela transparência de informações e colaboração em investigações, quando necessário.

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. Estes riscos são classificados em: corporativos e de processos de negócios. Tal classificação visa o melhor gerenciamento dos riscos. A frequência de atualização dos riscos corporativos é bienal. Contudo a atualização dos riscos de processos de negócios é realizada com base no planejamento anual definido pela área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos e aprovado pelo Comitê de Auditoria da Companhia com base nos riscos inerentes e identificados ao negócio.

A Companhia conta com um Canal Transparência, externo e sigiloso, para comunicações sobre os relatos de violação de leis, do Código de Conduta, política e demais normas internas, podem ser identificadas ou anônimas, e deverão ser feitas por meio do Canal Transparência, disponível na intranet e internet da Companhia, através dos contatos abaixo:

5.3 Programa de integridade

Telephone: 0800 515 2215

E-mail: canaltransparencia@contatoseguro.com.br

Site: <https://contatoseguro.com.br/petroreconcavo/>

- 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 atua na apuração, avaliação e investigação das denúncias de violação às leis e do Código de Ética e Conduta. Todos os relatos realizados no Canal Transparência, aberto a colaboradores e terceiros, são discutidos pelo Comitê de Ética que é composto por seis membros permanentes, com Regimento Interno próprio. Eventualmente, outros membros da diretoria podem participar dos trabalhos, por solicitação do Comitê ou recomendação de um dos representantes. O Comitê de Ética reporta as recomendações ao CEO.

A área de Compliance é responsável pelo Programa de Integridade, criação, revisão e atualização do Código de Ética e Conduta, políticas de integridade, assim como, os procedimentos que apoiam no desenvolvimento do Programa. A Alta administração deve zelar pelo seu cumprimento. Ao Comitê de Ética cabe recepcionar as denúncias oriundas do Canal, a investigação, e em casos os casos de violação, recomendar as medidas cabíveis.

A Área de 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.

- 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

5.3 Programa de integridade

Todas as partes interessadas da Companhia podem comunicar qualquer violação ou suspeita de violação às Leis, Código de Ética e Conduta, diretrizes de integridade e políticas internas, ao Canal Transparência.

Conforme divulgado no Código de Ética e Conduta da Companhia, as violações serão avaliadas, depois, investigadas, e, quando identificada a prática ilegal, antiética ou em desconformidade com as normas internas da Companhia, podem acarretar em medidas disciplinares, inclusive demissão por justa causa para colaboradores, e rescisão contratual, para o caso dos fornecedores e prestadores de serviços, que incorreram nos desvios. Em todos os casos estão sujeitos às sanções administrativas, cíveis e penais, nos termos da respectiva legislação. A instância responsável pela recomendação das sanções é o Comitê de Ética da Companhia, que reporta para o Conselho de Administração.

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.**

O Código de Ética e Conduta foi aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 29 de setembro de 2022 e está disponível para acesso de todos através do link <https://ri.petroreconcavo.com.br/governanca-corporativa/estatuto-e-politicas-e-codigos/>

(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;

O Canal Transparência é externo, terceirizado, gerido por empresa renomada no mercado, confere segurança e confidencialidade ao denunciante.

ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados;

O Canal Transparência é aberto para recebimento de denúncias, internas e externas, sendo aberto para todos os colaboradores, fornecedores, clientes, parceiros comerciais da Companhia, investidores, comunidades e para o público em geral.

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé; e

O Canal Transparência é terceirizado, sigiloso, garantido o anonimato. Os denunciante não precisam se identificar, e poderão acompanhar a denúncia através de um protocolo de acesso.

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias;

A Área de Compliance é responsável pela recepção da denúncia, remetida pela ferramenta terceirizada, e também pela investigação/apuração dos fatos denunciados.

(c) número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

A Companhia, nos últimos três exercícios sociais, não registrou nenhum caso de desvio, fraude, irregularidades ou ato ilícito praticado contra a administração pública.

5.3 Programa de integridade

(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.

5.4 Alterações significativas

5.4 Alterações significativas

A Companhia informa que não possui previsão de redução ou aumento relevante em sua exposição aos riscos descritos anteriormente.

5.5 Outras informações relevantes

5.5 Outras informações relevantes

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.

6.1/2 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 de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Atmos Capital Gestão de Recursos Ltda						
10.957.035/0001-77	Brasil	Não	Não	21/12/2023		
Não						
14.691.000	5,007	0	0,000	14.691.000	5,007	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
Eduardo Cintra Santos						
064.858.395-34	Brasil	Não	Não	21/12/2023		
Não						
16.527.177	5,633	0	0,000	16.527.177	5,633	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
Opeg Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior						
33.400.471/0001-46	Brasil	Não	Não	21/12/2023		
Não						
19.153.099	6,528	0	0,000	19.153.099	6,528	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				

6.1/2 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 de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
OPEG SPECTRUM FUNDO DE INVESTIMENTO DE ACOES						
53.653.582/0001-71	Brasil	Não	Não	06/05/2024		
Não	OPEG SPECTRUM FUNDO DE INVESTIMENTO DE ACOES		Jurídica	53.653.582/0001-71		
2.778.401	0,947	0	0,000	2.778.401	0,947	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimento no Exterior						
08.277.553/0001-06	Brasil	Não	Não	21/12/2023		
Não						
49.930.089	17,019	0	0,000	49.930.089	17,019	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.						
15.126.451/0001-47	Brasil	Não	Não	21/12/2023		
Não						
12.523.304	4,269	0	0,000	12.523.304	4,269	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				

6.1/2 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 de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.						
05.711.608/0001-48	Luxemburgo	Não	Não	21/12/2023		
Não						
57.536.716	19,612	0	0,000	57.536.716	19,612	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
525.996	0,179	0	0,000	525.996	0,179	
OUTROS						
119.714.344	40,805	0	0,000	119.714.344	40,805	
TOTAL						
293.380.126	100,000	0	0,000	293.380.126	100,000	

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	24/04/2024
Quantidade acionistas pessoa física	29.321
Quantidade acionistas pessoa jurídica	551
Quantidade investidores institucionais	22

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	275.628.230	93,949%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	275.628.230	93,949%

6.4 Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
SPE TIÊTA LTDA	11.230.625/0001-66	100

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico



6.6 Outras informações relevantes

6.6 Outras informações relevantes

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"). 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 7.8 deste Formulário de Referência), a opção de compra descrita neste item passou 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 previa originalmente, ainda, determinadas disposições sobre vinculação do exercício do direito de voto de seus signatários em todas as matérias de competência da Assembleia Geral e do Conselho de Administração da Companhia, em observância ao disposto no Acordo de Acionistas em vigor à época da celebração do referido Instrumento de Opção. No entanto, com a extinção do Acordo de Acionistas, tais disposições sobre vinculação de exercício de direito de voto perderam o objeto e deixaram de vincular os signatários do Instrumento de Opção, conforme estipulado na Carta de Entendimentos celebrada em 26 de março de 2021 pelas partes signatárias do Instrumento de Opção. Para informações sobre a extinção do Acordo de Acionistas, vide item “*Termination Agreement Under Condition Precedent*” abaixo.

A Companhia recebeu em 26 de maio de 2021, notificação por FUNDOS DE INVESTIMENTOS geridos por OPPORTUNITY HDF ADMINISTRADORA DE RECURSOS LTDA., inscrita no CNPJ/ME sob o nº 33.857.830/0001-99 e por OPPORTUNITY PRIVATE EQUITY GESTORA DE RECURSOS LTDA., inscrita no CNPJ/ME sob o nº 03.151.030/0001-97 (em conjunto denominados “FUNDOS INVESTIDORES”) que, em transação realizada em 21 de maio de 2021, ALIENARAM 8.677.449 ações ordinárias (RECV3) de emissão da companhia, em decorrência do exercício de opção prevista no Instrumento Particular de Outorga de Opção de Compra e Opção de Venda de Ações e Outras Avenças.

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

6.6 Outras informações relevantes

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 a época 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. Como a eficácia do “*Termination Agreement Under Condition Precedent*” ficou condicionada à liquidação da Oferta Inicial da Companhia na Data da Liquidação (conforme definido no Prospecto Preliminar da Oferta Pública Inicial de Distribuição Primária de Ações Ordinárias da Companhia), com a ocorrência do referido evento, o Acordo de Acionistas foi extinto de pleno direito.

Participação do Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participação e do OPEG Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior

Em linha com a decisão emitida pelo Colegiado da CVM em 11/03/2011 (Processo CVM RJ2011/2324), os acionistas Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participação e OPEG Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior foram informados conjuntamente, no item 6.1 deste Formulário de Referência, através do Opportunity Private Equity Gestora de Recursos Ltda. e, individualmente, detêm a seguinte participação na PetroReconcavo:

Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participação					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade - UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador		
08.277.553/0001-06	Brasil - RJ	Não	Não		
Qtde. ações ordinárias (unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. totalde ações (unidades)	Total ações %
49.930.089	17,0246%	0	0	49.930.089	17,0246%
OPEG Fundo de Investimentos em ações Investimento no Exterior					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade - UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador		
33.400.471/0001-46	Brasil - RJ	Não	Não		
Qtde. ações ordinárias (unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. totalde ações (unidades)	Total ações %
16.165.091	5,5118%	0	0	16.165.091	5,5118%
OPEG II Fundo de Investimentos em aes Investimento no Exterior					

6.6 Outras informações relevantes

CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade - UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador		
50.677.204/0001-30	Brasil - RJ	Não	Não		
Qtde. ações ordinárias (unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (unidades)	Total ações %
2.658.109	0,9063%	0	0	2.658.109	0,9063%

Aquisição da Maha Energy Brasil e Constituição da SPE Tiêta S.A.

Em 27/12/2022, a Companhia celebrou o “Quota Purchase Agreement” em conjunto com os sócios da Maha Energy Brasil Ltda. (“Maha Brasil”), para regular os termos e condições da aquisição da totalidade do capital social da Maha Brasil pela Companhia (“QPA” e “Operação”, respectivamente).

A conclusão da Operação esteve sujeita ao cumprimento de condições suspensivas usuais neste tipo de operação, previstas no QPA, incluindo a obtenção de aprovação junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, conforme exigido pela legislação vigente e, ainda, a aprovação pelos acionistas da Companhia em sede de Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”), nos termos do artigo 256 da Lei das S.A.. A Assembleia Geral Extraordinária foi realizada em 27 de fevereiro de 2023, na qual os acionistas da Companhia aprovaram por unanimidade a aquisição da totalidade do capital social da Maha Energy Brasil Ltda pela Companhia.

No dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição da Maha Energy Brasil Ltda, agora denominada SPE Tiêta S.A., foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US\$ 95,9 milhões, que corresponde a 60% do preço de aquisição (US\$82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US\$3,7 milhões) e capital de giro (US\$9,3 milhões), conforme apurados na data efetiva (effective date) de 1º de janeiro de 2023.

A Companhia pagará ainda a segunda parcela correspondente 40% do preço de aquisição, no valor estimado de US\$55,2 milhões no prazo de até 06 (seis) meses a contar da data de conclusão da transação. Adicionalmente, os vendedores terão o direito a receber eventual earnout, de até US\$ 36,1 milhões, conforme regras e procedimentos previstos no QPA, das quais até US\$ 24,1 milhões estão relacionadas a variações do preço de Petróleo Brent nos próximos três anos. O pagamento ocorrerá se o preço do petróleo exceder US\$ 80,00 por barril, e o pagamento máximo será alcançado se o preço do petróleo exceder US\$ 90,00 por barril. Os US\$ 12,0 milhões restantes estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia. Como garantia ao cumprimento de certas obrigações assumidas pelos vendedores no QPA, uma parcela do valor a ser pago a título de preço da aquisição será retida em uma conta “escrow” e poderá ser subsequentemente liberada aos vendedores conforme previstos no QPA.

Com a conclusão desta operação a Companhia adquiriu a participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo. Nesse sentido, a Companhia se tornou operadora do Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que detém os 25% restantes; e, também, do Campo de Tiê e dos blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo com 100% de participação.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

(a) Principais características das políticas de indicação e preenchimento de cargos, se houver, e, caso o emissor a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A Companhia possui a "Política de Indicação de Membros do Conselho de Administração, de seus Comitês de Assessoramento e da Diretoria" ("Política de Indicação"), aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterada em reunião de 1º de abril de 2021. A Política estará disponível para consulta no website da Companhia: ri.petroreconcavo.com.br e da CVM.

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 irreversível 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;
- (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

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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 notificá-la 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 regulação aplicável.

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 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.

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.

(b) Se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo:

i. a periodicidade das avaliações e sua abrangência

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

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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.

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados nas avaliações

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. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Foram contratados serviços de consultoria organizacional para construir uma visão compartilhada entre os membros sobre mandato e prioridades do Conselho de Administração.

(c) Regras de 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.

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,

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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 de 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 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) se houver, objetivos específicos que o emissor possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de administração e de seu conselho fiscal

Não se aplica

(f) papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima

Não se aplica

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Preferê não responder
Diretoria	0	3	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	1	6	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	5	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 15	1	14	0	0	0

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Preferê não responder
Diretoria	0	3	0	0	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	7	0	0	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	5	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 15	0	15	0	0	0	0	0

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

(a) **órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração**

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia, quando instalado, funcionará em caráter não permanente e, será composto por no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) 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.

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.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria estatutário (“Comitê de Auditoria”) é composto por 3 (três) membros eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo que ao menos 1 (um) é conselheiro independente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, e todos têm reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária.

O Comitê de Auditoria se reúne mensalmente, sempre que convocado pelo Coordenador do Comitê de Auditoria ou por solicitação escrita de quaisquer 2 (dois) membros do Comitê de Auditoria; e realiza, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

O Comitê de Auditoria tem 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.

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;

7.2 Informações relacionadas 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 conta com um coordenador, que deve:

(a) convocar, instalar e presidir as reuniões do Comitê de Auditoria;

(b) tomar providências para assegurar que os Membros recebam tempestivamente as informações necessárias para deliberar sobre as matérias constantes das agendas das reuniões;

(c) 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;

(d) 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;

(e) 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;

(f) 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;

(g) coordenar o processo de avaliação do Comitê de Auditoria, observados os procedimentos e processos aprovados pelo Conselho de Administração; e

(h) zelar pelo fiel cumprimento do Regimento do Comitê de Auditoria.

Comitê de Produção

O Comitê de Produção é um comitê de assessoramento ao Conselho de Administração, composto por 4 (quatro) membros, eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois)

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

anos. O Comitê de Produção se reúne ordinariamente uma vez por bimestre, e, extraordinariamente, sempre que necessário. É atribuição do Comitê, entre outras, acompanhar o desempenho operacional da Companhia, bem como recomendar ao Conselho de Administração as deliberações voltadas para a respectiva área.

Comitê de Finanças

O Comitê de Finanças é um comitê de assessoramento ao Conselho de Administração, composto por 3 (três) membros, eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois) anos. O Comitê de Finanças se reúne ordinariamente uma vez por bimestre e, extraordinariamente, sempre que necessário. É atribuição do Comitê, entre outras, acompanhar o desempenho financeiro da Companhia, bem como recomendar ao Conselho de Administração as deliberações voltadas para a área financeira.

Comitê de Pessoas e ESG

O Comitê Gestão de Pessoas passa a ser designado como Comitê de Pessoas e ESG em 2023. Este é um comitê de assessoramento ao Conselho de Administração, composto por 4(quatro) membros, eleitos para o mandato unificado de 2 (dois) anos. O Comitê de Pessoas e ESG se reúne ordinariamente uma vez por bimestre e, extraordinariamente, sempre que necessário. É atribuição do Comitê, entre outras, acompanhar matérias de natureza ambiental, social, governança e de RH, bem como recomendar ao Conselho de Administração as deliberações voltadas para a respectiva área de atuação.

(b) 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, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

A Companhia possui política para contratação de serviços extra auditoria com o auditor independente cujo objetivo é estabelecer diretrizes e condições para contratação de serviços extra auditoria pela Companhia. A política foi aprovada pela Diretoria em 17 de janeiro de 2022 e está disponível nos sites da CVM e de RI da Companhia.

Para fins de avaliação do trabalho da auditoria independente, compete ao Comitê de Auditoria, nos termos de seu regimento interno, supervisionar a qualidade e integridade dos relatórios financeiros, a aderência às normas legais, estatutárias e regulatórias, a adequação dos processos relativos à gestão de riscos e as atividades dos auditores independentes, 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.

(c) Se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas ASG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração.

A Companhia possui o Comitê de Pessoas e ESG que tem a função de prestar o assessoramento ao Conselho de Administração com relação temas ambientais, sociais, RH e de governança.

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

Ainda, a Companhia instituiu o Canal de Transparência como o meio de comunicação para qualquer violação ou suspeita de violação às Leis, ao Código de Ética e Conduta, às Diretrizes de Integridade e Políticas da Companhia. As denúncias são investigadas e reportadas ao Comitê Estatutário de Auditoria.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Não permanente e não instalado

Nome	Caio Scantamburlo Costa	CPF:	776.864.115-91	Passaporte:		Nacionalidade:	Brasil	Profis são:	Administrador de Empresas	Data de Nascimento:	06/04/1974
------	-------------------------	------	----------------	-------------	--	----------------	--------	-------------	---------------------------	---------------------	------------

Experiência Profissional: 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 Virginia. É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2021. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Suplente)	Membro Suplente do Conselho de Administração	26/04/2023	Não	01/04/2021

Nome

Camille Loyo Faria

CPF:

016.748.137-16

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profis são:

Engenheira Química

Data de Nascimento:

19/07/1973

Experiência Profissional:

Nascida em 19 de julho de 1973, a Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Diretora Financeira e de Relações com Investidores das Americanas S.A. Antes disso atuou como Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Tim S.A. e Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Oi, 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 Multiner, CFO da Terna Participações e Líder de Estratégia na Embratel e no grupo Telecom Italia no Brasil e na América Latina. É membra do Conselho de Administração e Presidente do Comitê de Finanças da Companhia desde 2021. 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 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		26/04/2023	Não	01/04/2021

Nome

Carlos Marcio Ferreira

CPF:

016.712.938-43

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profis são:

Contador

Data de Nascimento:

28/05/1959

Experiência Profissional:

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. É Presidente do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Auditoria da Companhia desde 2021. Em 2023 passou a integrar o Conselho de Administração da Eucatex S.A., empresa da indústria moveleira e revenda e a construção civil. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/05/2023	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2025	Presidente do Conselho de Administração		25/05/2023	Não	23/02/2021

Nome	Christopher J. Whyte	CPF:	061.492.307-75	Passaporte:		Nacionalidade:	Brasil	Profis são:	Empresário	Data de Nascimento:	14/10/1956
Experiência Profissional:	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. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2000 e membro do Comitê de Acompanhamento da Produção e Comitê de Finanças desde 2021. 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.										
Órgãos da Administração:											
Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato				
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		26/04/2023	Não	02/08/2000				

Nome	Davi Britto Carvalho	CPF:	781.176.075-49	Passaporte:		Nacionalidade:	Brasil	Profis são:	Advogado	Data de Nascimento:	16/03/1981
Experiência Profissional:	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 em 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.										
Órgãos da Administração:											
Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato				
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Suplente)	Membro Suplente do Conselho de Administração	26/04/2023	Não	28/04/2014				

Nome Eduardo Cintra Santos

CPF: 064.858.395-34

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro

Data de Nascimento: 18/11/1954

Experiência Profissional:

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 consistia 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 Comitê de Acompanhamento da Produção desde 2021. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	Presidente do Comitê de Produção	26/04/2023	Não	20/04/2008

Nome Eduardo Cintra Santos Filho

CPF: 800.810.455-49

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Administrador de Empresas

Data de Nascimento: 08/12/1984

Experiência Profissional:

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. É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2011. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		26/04/2023	Não	23/02/2021

Nome Eduardo de Britto Pereira Azevedo

CPF: 055.208.487-50

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Economista

Data de Nascimento: 16/12/1980

Experiência Profissional:

Eduardo de Britto 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. Membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2016, se tornou Vice-Presidente deste órgão em 2023 e é membro do Comitê de Pessoas e ESG desde 2021. O Sr. Eduardo de Britto Pereira Azevedo é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado. O Sr. Eduardo de Britto 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 Britto Pereira Azevedo declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/05/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Vice Presidente Cons. de Administração Independente		25/05/2023	Não	11/11/2016

Nome Felipe Wigg de Araujo

CPF: 071.561.247-65

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro de Produção

Data de Nascimento: 24/11/1975

Experiência Profissional:

Graduado em Engenharia de Produção pela pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ e MBA pela INSEAD. Iniciou sua carreira na Accenture atuando como consultor de processos, trabalhou na Nokia como responsável pelo PMO de projetos na América Latina e depois na Singtel em Singapura em projetos de comércio digital. Trabalhou durante 9 anos na McKinsey, atuando em diversos projetos de transformação de operações e organizações para grandes corporações da América Latina, América do Norte e Europa. Atuou na YDUQS nos últimos 4 anos liderando a área de Gente e Gestão, Integração, Suprimentos, Jurídico e Projetos Estratégicos. O Sr. Felipe Wigg de Araujo 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. Felipe Wigg de Araujo declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	25/05/2023	Até RCA subsequente à AGO de 2025	Outros Diretores	Diretor de Gente e Gestão e Sustentabilidade	25/05/2023	Não	25/01/2023

Nome João Vitor Moreira da Silva

CPF: 115.787.017-16

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro de Petróleo

Data de Nascimento: 26/12/1987

Experiência Profissional:

Graduado em Engenharia de Petróleo pela Universidade Vila Velha – UVV no Espírito Santo e mestrando em Mature Field Management pela Heriot-Watt University no Reino Unido. Possui 14 anos de experiência profissional, tendo ingressado na Companhia como Engenheiro Trainee em 2011. O Sr. João Vitor Moreira 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. João Vitor Moreira declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	25/05/2023	Até RCA subsequente à AGO de 2025	Outros Diretores	Diretor de Comercialização, Regulação e Novos Negócios	25/05/2023	Não	22/12/2022

Nome JOSÉ MARIA DE MELLO FIRMO

CPF: 776.407.646-53

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Eletromecânico

Data de Nascimento: 08/12/1969

Experiência Profissional:

Possui mais de 30 anos de experiência na indústria de Petróleo. Após iniciar sua carreira, na indústria de Petróleo, em 1988 na Tratex, Firmo ingressou na Schlumberger, em 1992, onde ocupou inúmeras funções, desde Engenheiro de Campo offshore no Brasil, até posições de Gerente de Campo na América do Norte e do Sul, Diretor Global de Recursos Humanos de Segmento, Vice-Presidente de Operações na América Latina e Presidente da Schlumberger Brasil. José Firmo também foi Vice-Presidente Sênior de Operações da Seadrill no Hemisfério Ocidental de 2014 a 2019. Foi Presidente do IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis de 2017 a 2019 e Presidente da ABESPETRO - Associação Brasileira das Empresas de Serviços do Setor de Petróleo e Gás de 2016 a 2017. Desde 2019, José Firmo ocupa a posição de CEO do Porto do Açu, uma subsidiária da PRUMO Holding de investimentos. Ele é natural do Rio de Janeiro e possui Mestrado em Administração de Empresas pela Rotterdam School of Management, Erasmus University. O Sr. José Firmo 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. Firmo declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	29/12/2023	Até RCA subsequente à AGO de 2025	Diretor Presidente / Superintendente		01/01/2024	Não	01/01/2024

Nome Juan Fernando Domingues Blanco

CPF: 846.298.785-72

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro de Petróleo

Data de Nascimento: 15/09/1969

Experiência Profissional: Cidadão Colombiano Graduado em Engenharia de Petróleos 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 serviço como Gerente de Operação e Gerente de Distrito. Em 2005 mudou-se para o Brasil, para desempenhar o Cargo de Gerente de engenharia na Empresa Petrorecôncavo 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 secundaria, principalmente. Em 2019 com a aquisição por parte da empresa Petrorecôncavo 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. É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2009. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Suplente)	Membro Suplente do Conselho de Administração	26/04/2023	Não	06/05/2009

Nome Leendert Lievaart

CPF: 102.069.871-37

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro

Data de Nascimento: 28/03/1947

Experiência Profissional: 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 independente do Conselho de Administração e membro do Comitê de Acompanhamento da Produção desde 2021. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		26/04/2023	Não	23/02/2021

Nome

Philip Arthur Epstein

CPF:

716.914.461-14

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profis são:

Empresário

Data de Nascimento:

23/06/1956

Experiência Profissional:

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. É membro do Conselho de Administração e membro do Comitê de Gestão de Pessoas desde 2021. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		26/04/2023	Não	23/02/2021

Nome

Rafael Machado Neves

CPF:

124.110.527-82

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profis são:

Administrador de Empresas

Data de Nascimento:

12/09/1987

Experiência Profissional:

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. É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2020 e membro do Comitê de Acompanhamento da Produção e Comitê de Finanças desde 2021. O Sr. Rafael Machado Neves 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 Machado Neves declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		26/04/2023	Não	30/06/2020

Nome

Rafael Procaci da Cunha

CPF:

069.504.527-05

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profis são:

Economista

Data de Nascimento:

16/09/1975

Experiência Profissional:

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 Virginia - EUA. Kursou ainda o curso de pos-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 (IBCG). 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	25/05/2023	Até RCA subsequente à AGO de 2025	Outros Diretores	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	25/05/2023	Não	14/10/2003

Nome

Troy Patrick Finney

CPF:

837.003.905-72

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profis são:

Engenheiro

Data de Nascimento:

05/04/1964

Experiência Profissional:

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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	25/05/2023	Até RCA subsequente à AGO de 2025	Outros Diretores	Diretor de Operações	25/05/2023	Não	22/03/2019

7.4 Composição dos comitês

Nome:Camille Loyo Faria

CPF:016.748.137-16

Passaporte:

Nacionalidade:Brasil

Profissão:Engenheira Química

Data de Nascimento:19/07/1973

Experiência Profissional:

Nascida em 19 de julho de 1973, a Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Diretora Financeira e de Relações com Investidores das Americanas S.A. Antes disso atuou como Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Tim S.A. e Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Oi, 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 Multiner, CFO da Terna Participações e Líder de Estratégia na Embratel e no grupo Telecom Italia no Brasil e na América Latina. É membra do Conselho de Administração e Presidente do Comitê de Finanças da Companhia desde 2021. Formada em Engenharia Química pela PUC-RJ, Camille possui MBA em Finanças pelo Ibmec-RJ e mestrado em Engenharia de Produção com ênfase em finanças pela PUC-RJ. 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.

Comitês:									
Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Presidente do Comitê	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025			04/08/2023	Não	01/04/2021

Nome:Carlos Marcio Ferreira

CPF:016.712.938-43

Passaporte:

Nacionalidade:Brasil

Profissão:Contador

Data de Nascimento:28/05/1959

Experiência Profissional:

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. É Presidente do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Auditoria da Companhia desde 2021. Em 2023 passou a integrar o Conselho de Administração da Eucatex S.A., empresa da indústria moveleira e revenda e a construção civil. 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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário não aderente a Resolução CVM nº 23/21	Presidente do Comitê	25/05/2023	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2025			25/05/2023	Não	23/02/2021
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/05/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Pessoas e ESG		25/05/2023	Não	23/02/2021

Nome:Christopher J. Whyte

CPF:061.492.307-75

Passaporte:

Nacionalidade:Brasil

Profissão:Empresário

Data de Nascimento:14/10/1956

Experiência Profissional:

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. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2000 e membro do Comitê de Acompanhamento da Produção e Comitê de Finanças desde 2021. 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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025			04/08/2023	Não	02/08/2000
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Produção		04/08/2023	Não	02/08/2000

Nome:

Eduardo Cintra Santos

CPF:

064.858.395-34

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Engenheiro

Data de Nascimento:

18/11/1954

Experiência Profissional:

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 consistia 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 Comitê de Acompanhamento da Produção desde 2021. 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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Outros Comitês		Presidente do Comitê	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Produção		04/08/2023	Não	20/04/2008

Nome:

Eduardo de Britto Pereira Azevedo

CPF:

055.208.487-50

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Economista

Data de Nascimento:

16/12/1980

Experiência Profissional:

Eduardo de Britto 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. Membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2016, se tornou Vice-Presidente deste órgão em 2023 e é membro do Comitê de Pessoas e ESG desde 2021. O Sr. Eduardo de Britto Pereira Azevedo é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado. O Sr. Eduardo de Britto 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 Britto Pereira Azevedo declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/05/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Pessoas e ESG		25/05/2023	Não	11/11/2016

Nome:

Leendert Lievaart

CPF:

102.069.871-37

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Engenheiro

Data de Nascimento:

28/03/1947

Experiência Profissional:

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 independente do Conselho de Administração e membro do Comitê de Acompanhamento da Produção desde 2021. 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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Produção		04/08/2023	Não	23/02/2021
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/05/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Pessoas e ESG		25/05/2023	Não	23/02/2021

Nome: Leonardo Guimarães Pinto **CPF:** 082.887.307-01 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 05/02/1979

Experiência Profissional: O Sr. Leonardo Guimarães Pinto é Bacharel em Ciências Contábeis pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 2002, possui MBA Executivo em Finanças Corporativas pelo IBMEC-RJ em 2005. Atua desde 2001 no Opportunity e desde 2014 é sócio diretor da Opportunity Private Equity Gestora de Recursos Ltda. É Conselheiro Fiscal da Santos Brasil Participações S.A, Membro do Comitê de Auditoria da CVC Brasil Operadora e Agência de Viagens S.A. e Conselheiro de Administração da BEMISA Holding S.A. e da Planalto Piauí Participações e Empreendimentos S.A. É membro do Comitê de Auditoria da Companhia desde 2021. 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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário não aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	25/05/2023	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2025			25/05/2023	Não	23/02/2021

Nome:

Philip Arthur Epstein

CPF:

716.914.461-14

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Empresário

Data de Nascimento:

23/06/1956

Experiência Profissional:

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. É membro do Conselho de Administração e membro do Comitê de Gestão de Pessoas desde 2021. 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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025			04/08/2023	Não	23/02/2021
Outros Comitês		Presidente do Comitê	25/05/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Pessoas e ESG		25/05/2023	Não	23/02/2021

Nome: Rafael Machado Neves **CPF:** 124.110.527-82 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador de Empresas **Data de Nascimento:** 12/09/1987

Experiência Profissional: 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. É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2020 e membro do Comitê de Acompanhamento da Produção e Comitê de Finanças desde 2021. O Sr. Rafael Machado Neves 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 Machado Neves declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025			04/08/2023	Não	30/06/2020
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	04/08/2023	2 anos encerrando-se na AGO de 2025	Comitê de Produção		04/08/2023	Não	30/06/2020

Nome:

VICTOR LOW

CPF:

717.048.051-47

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Contador

Data de Nascimento:

22/12/1959

Experiência Profissional:

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. É membro do Comitê de Auditoria da Companhia desde 2021. 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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário não aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	25/05/2023	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2025			25/05/2023	Não	23/02/2021

7.5 Relações familiares

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor ou controlada	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo	Passaporte	Nacionalidade		
<u>Administrador do emissor ou controlada</u>				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A		Brasileiro(a)	
<u>Pessoa relacionada</u>				
Eduardo Cintra Santos Filho	800.810.455-49	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	Pai ou Mãe (1º grau por consanguinidade)
Membro Suplente do Conselho de Administração.	N/A		Brasileiro(a)	
<u>Observação</u>				
Eduardo Cintra Santos Filho, membro do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 5,635% do capital votante da Companhia.				

<u>Administrador do emissor ou controlada</u>				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A		Brasileiro(a)	
<u>Pessoa relacionada</u>				
Eduardo Cintra Santos Filho	800.810.455-49	Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47	Filho ou Filha (1º grau por consanguinidade)
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A		Brasileiro(a)	
<u>Observação</u>				
Eduardo Cintra Santos Filho, Membro Suplente do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 0,0356% do capital votante da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações LTDA. e 99,99% da ECS Administração e Participações Ltda. que detém 99,9644% do capital votante da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações LTDA , que, por sua vez, detém 4,270% do capital votante da Companhia.				

<u>Administrador do emissor ou controlada</u>				
Eduardo Cintra Santos Filho	800.810.455-49	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A		Brasileiro(a)	
<u>Pessoa relacionada</u>				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	ECS Administração e Participações Ltda.	14.579.718/0001-99	Pai ou Mãe (1º grau por consanguinidade)
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A		Brasileiro(a)	
<u>Observação</u>				

7.5 Relações familiares

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor ou controlada	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo	Passaporte		Nacionalidade	

Eduardo Cintra Santos Filho, Membro Suplente 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 99,9644% da Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., que, por sua vez, detém 4,270% do capital votante da Companhia.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	

Exercício Social 31/12/2022

Administrador do Emissor

Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47		
Diretor	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

Exercício Social 31/12/2021

Administrador do Emissor

Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47		
Diretor	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	

Exercício Social 31/12/2020

Administrador do Emissor

Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47		
Diretor	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.7 Acordos/seguros de administradores

7.7 Acordos/seguros de administradores

A Companhia contratou apólice de seguro de responsabilidade civil de conselheiros e diretores (D&O) junto à Starr International Brasil Seguradora S.A., com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2023 até 1º de fevereiro de 2024. O Limite Máximo de Garantia é de R\$ 120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais). O valor do prêmio líquido desta apólice foi de R\$ 166.765,30 (cento e sessenta e seis mil, setecentos e sessenta e cinco reais e trinta centavos). Conforme as disposições da apólice, ela cobre o pagamento e/ou reembolso, a título de indenização securitária, das perdas indenizáveis devidas diretamente pelo segurado, ou pelo tomador, sua controlada e/ou subsidiária, quando este antecipar o valor da indenização a que o segurado seja obrigado a pagar, contanto que decorrentes de um fato gerador que origine uma reclamação coberta. 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 23 de fevereiro 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) celebrou 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.

7.8 Outras informações relevantes

7.8 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 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

7.8 Outras informações relevantes

reais e vinte centavos), mediante a emissão de novas ações preferenciais, nominativas, sem valor nominal 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.

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 narazão 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

7.8 Outras informações relevantes

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.

Assembleia Geral Ordinária, realizada no dia 30 de abril de 2021, 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 2020; e (ii) Deliberar sobre a destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2020;

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2022. Em Assembleia Ordinária quórum de instalação de 74,66% do capital votante da Companhia e em Assembleia Extraordinária quórum 74,89% do capital social votante da Companhia. Deliberações em Assembleia Ordinária (i) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021; (ii) deliberar sobre a proposta de destinação do resultado referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021; e (iii) fixar a remuneração global dos administradores da Companhia para o exercício social de 2022; e em Assembleia Geral Extraordinária: (i) aprovar o Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas, baseado em ações de emissão da Companhia; (ii) aprovar a alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social para refletir os aumentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, nas reuniões de 22/07/2021, 21/10/2021, 15/12/2021 e 25/02/2022; (iii) aprovar a alteração do artigo 17 (h) do Estatuto Social, substituindo a expressão “Programa de Incentivo Consolidado” por “planos de incentivo baseados em ações aprovados pela Assembleia Geral”; e (IV) aprovar a exclusão do Capítulo XIII – Disposições Transitórias do Estatuto Social, consistindo no Artigo 38 do Estatuto Social e respectivo parágrafo único.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 14 de junho de 2022, quórum de instalação de 71,76% em primeira convocação. Deliberações: (i) Aprovar a alteração do *caput* do Artigo 5º do Estatuto Social para refletir o aumento de capital, dentro do limite do capital autorizado, aprovado pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 06/04/2022, com a consequente consolidação do Estatuto Social; e (ii) Aprovar a alteração do *caput* do Artigo 6º do Estatuto Social para aumentar o limite da autorização para aumento do capital social mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente de estatutária, para até R\$ 5.000.000.000,00 (cinco bilhões de reais), conforme detalhado na Proposta da Administração, com a consequente consolidação do Estatuto Social.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de fevereiro de 2023, quórum de instalação de 59,6% do capital social votante da Companhia. Deliberações: (i) ratificação da contratação da Empresa Especializada para elaboração do laudo de avaliação previsto no artigo 256, §1º, da Lei das Sociedades por Ações (“Laudo de Avaliação”); (ii) aprovação do Laudo de Avaliação; e

7.8 Outras informações relevantes

(iii) aprovação, nos termos do artigo 256 da Lei das Sociedades por Ações, da aquisição, pela Companhia, da totalidade do capital social da Maha Energy Brasil Ltda.

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2023. Em Assembleia Ordinária quórum de instalação de 71,63% do capital social votante da Companhia, e em Essembleia Extraordinária quórum de 71,41% do capital social votante da Companhia. Deliberações: (i) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022; (ii) deliberar sobre a proposta de destinação do resultado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022; (iii) eleger os membros do Conselho de Administração, para mandato até a Assembleia Geral Ordinária que deliberará sobre as demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024; e (IV) fixar a remuneração global dos administradores da Companhia para o exercício social de 2023; e em Assembleia Geral Extraordinária: (i) aprovar a alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social para refletir os aumentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, nas reuniões de 14/06/2022, 02/09/2022, 29/09/2022, 27/10/2022, 12/12/2022, 22/12/2022, 25/01/2023 e 02/03/2023.

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.

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

7.8 Outras informações relevantes

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.

8.1 Política ou prática de remuneração

8.1 Política ou prática de remuneração

(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, obedecendo 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 23 de fevereiro de 2021, está disponível nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br

(b) 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 aprova 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 e pelo Comitê de Pessoas e ESG 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.

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

8.1 Política ou prática de remuneração

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, usualmente uma vez por ano.

(c) composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração e os objetivos de cada um deles;

- **seus objetivos e alinhamento aos interesses de curto, médio e longo prazo do emissor**

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 Diretoria Estatutária, é fixado na Assembleia Geral Ordinária e distribuído pelo Conselho de Administração.

Não há remuneração baseada em participação em reuniões, e os membros do Conselho de Administração não fazem jus a remuneração variável.

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.

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.

8.1 Política ou prática de remuneração

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.

ii. Remuneração de Longo Prazo Baseada em Ações

Os Diretores e determinados empregados da Companhia e de sua sociedade controlada direta são elegíveis a programa de remuneração baseados em Ações, nos termos do Programa de Incentivo Consolidado aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 1º de abril de 2021. O objetivo do Programa de Incentivo Consolidado 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.

A parcela da remuneração baseada em ações para o exercício de 2022 também compreende o montante relativo à parcela do Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas baseado em ações de emissão da Companhia, aprovado na Assembleia Geral extraordinária realizada em 27 de abril de 2022, com os seguintes objetivos principais: (i) gerar um maior alinhamento de interesses dos participantes, com os acionistas da Companhia, na busca de um crescimento sustentável dos seus negócios; (ii) buscar o atingimento dos objetivos sociais e das metas da Companhia; (iii) reforçar a capacidade da Companhia de atrair, reter e motivar os participantes, buscando um comprometimento de longo prazo destes com os objetivos da Companhia; e (iv) compartilhar a criação de valor, bem como os riscos inerentes aos negócios da Companhia.

Benefícios pós-emprego

A Companhia realiza contribuições a um plano de previdência privada VGBL ou PGDL, 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.

Conselho Fiscal

A Companhia nunca teve Conselho Fiscal instalado. Caso o Conselho Fiscal venha a ser instalado, a remuneração de seus membros 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 Comitês de: (i) Auditoria estatutário; (ii) Finanças; (iii) Pessoas e ESG; e (iv)

8.1 Política ou prática de remuneração

Acompanhamento da Produção. A remuneração dos membros dos Comitês é definida pelo Conselho de Administração.

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.

- sua proporção na remuneração total nos 3 últimos exercícios sociais

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 31/12/2022			
	Conselho deAdministração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Salário ou pró-labore	94%	25%	24%
Benefícios direto ou indireto	0%	1%	0%
Participação em Comitês/reuniões	6%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	0%	6%
Participação de resultados	0%	22%	16%
Remuneração baseada em ações	0%	52%	54%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	100,00%

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2021			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Salário ou pró-labore	100%	29%	49%
Benefícios direto ou indireto	0%	2%	0%
Participação em Comitês/reuniões	0%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	16%	19%
Participação de resultados	0%	21%	20%
Remuneração baseada em ações	0%	32%	12%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	100,00%

8.1 Política ou prática de remuneração

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%	17%	20%
Remuneração baseada em ações	0%	35%	18%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	100,00%

- sua metodologia de cálculo e reajuste

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 pró-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 53 empresas do setor de petróleo e gás natural, mais 150 empresas de diversos portes e setores, contemplando empresas do mercado geral com com faturamento bruto anual mediano de R\$ 2 bilhões; (ii) os benefícios diretos e indiretos expressam valores pré-

8.1 Política ou prática de remuneração

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.

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.

- principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG

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 (volume), EBITDA(R\$), custo por barril (USD), eficiência de capital (USD), índice de substituição de reservas 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, e, para os Diretores Estatutários, ainda existem os indicadores objetivos de ASG e HSE; e os indicadores subjetivos para os Diretores Estatutários se referem ao atingimento de objetivos estratégicos definidos a cada ano pelo Conselho de Administração, após 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

8.1 Política ou prática de remuneração

individuais.

Além disso, o bônus individual de cada Diretor Estatutário 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 Estatutário. 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.

ii. razões que justificam a composição da remuneração

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.

iii. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

Não há membros efetivos do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal ou de comitês estatutários não remunerados e apenas um dos membros suplentes do conselho de administração é remunerado em valor correspondente a 50% da remuneração do membro efetivo.

(d) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Os Diretores Estatutários recebem mensalmente da Recôncavo E&P S.A., àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. o valor equivalente a um salário-mínimo.

(e) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Nos termos dos planos de incentivo baseados em ações da Companhia descritos no item 8.4 a seguir, pode ocorrer vencimento antecipado dos prazos de carência para os benefícios em caso de determinados eventos societários, quais sejam:

- i. Programa de Incentivo Consolidado: 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 termos deste Programa e os

8.1 Política ou prática de remuneração

Contratos de Outorga de Ações Diferidas em vigor poderão, a critério do Conselho de Administração da Companhia;

Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas: Na hipótese de mudança no controle ou alienação de controle da Companhia, nos termos do art. 254-A da Lei das S.A., ou outros eventos societários tais como fusão, incorporação, incorporação de ações, cisão e outras formas de combinação de negócio envolvendo a Companhia que resultem na alteração do seu controle acionário, o Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar (i) pela manutenção das regras do Plano e dos Programas e Contratos de Outorga nas condições então vigentes; ou (ii) pelo encerramento do Plano, hipótese em que ocorrerá a aceleração dos Períodos de Vesting dos Contratos de Outorga já celebrados em relação a todos os Participantes, de forma que sejam imediatamente transferidas aos Participantes as Ações Restritas previstas em seus respectivos Contratos de Outorga.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2023 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	12,00
Nº de membros remunerados	7,00	5,00	0,00	12,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.747.820,23	7.984.750,51	0,00	12.732.570,74
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	306.240,00	0,00	0,00	306.240,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	6.986.720,95	0,00	6.986.720,95
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	479.412,92	0,00	479.412,92
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	12.693.347,95	0,00	12.693.347,95
Observação	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022CVM/SEP	N/A	
Total da remuneração	5.054.060,23	28.144.232,33	0,00	33.198.292,56

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	3,00	0,00	10,00
Nº de membros remunerados	7,00	3,00	0,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.113.522,69	4.776.903,00	0,00	8.890.425,69
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	240.000,00	0,00	0,00	240.000,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	4.226.850,00	0,00	4.226.850,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	218.760,00	0,00	218.760,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	10.130.373,46	0,00	10.130.373,46
Observação	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUA L-2022-CVM/SEP	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUA L-2022-CVM/SEP		
Total da remuneração	4.353.522,69	19.352.886,46	0,00	23.706.409,15

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,58	3,00	0,00	9,58
Nº de membros remunerados	6,58	3,00	0,00	9,58
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.462.500,00	4.335.883,00	0,00	6.798.383,00
Benefícios direto e indireto	0,00	252.877,02	0,00	252.877,02
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.390.224,58	0,00	2.390.224,58
Participação de resultados	0,00	3.141.376,00	0,00	3.141.376,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	4.846.805,24	0,00	4.846.805,24
Observação	O número de membros do Conselho de Administração foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentada no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUA L-2022-CVM/SEP	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUA L-2022-CVM/SEP		
Total da remuneração	2.462.500,00	14.967.165,84	0,00	17.429.665,84

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2020 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	3,00	0,00	7,00
Nº de membros remunerados	2,00	3,00	0,00	5,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	360.000,00	3.532.507,00	0,00	3.892.507,00
Benefícios direto e indireto	0,00	162.551,00	0,00	162.551,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.510.179,00	0,00	1.510.179,00
Participação de resultados	0,00	1.893.742,00	0,00	1.893.742,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	3.775.644,00	0,00	3.775.644,00
Observação	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.		
Total da remuneração	360.000,00	10.874.623,00	0,00	11.234.623,00

8.3 Remuneração Variável**Exercício Social: 31/12/2023**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	12,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00	0,00	5,00
Esclarecimento	Não há remuneração variável para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO 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	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	10480081,42	0,00	10.480.081,42
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	6986720,95	0,00	6.986.720,95
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	3,00	0,00	10,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00	0,00	3,00
Esclarecimento	Não há remuneração variável para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO 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	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	8204422,20	0,00	8.204.422,20
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	5469614,80	0,00	5.469.614,80
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	4226850,00	0,00	4.226.850,00

Exercício Social: 31/12/2021

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,58	3,00	0,00	9,58
Nº de membros remunerados	0,00	3,00	0,00	3,00
Esclarecimento	Não há remuneração variável para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO 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	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	4043400,00	0,00	4.043.400,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	3369500,00	0,00	3.369.500,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	3141000,00	0,00	3.141.000,00

Exercício Social: 31/12/2020

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	3,00	0,00	7,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00	0,00	3,00
Esclarecimento	Não há remuneração variável para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO 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	1510179,00	0,00	1.510.179,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	1510179,00	0,00	1.510.179,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	1510179,00	0,00	1.510.179,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	3655200,00	0,00	3.655.200,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	3046000,00	0,00	3.046.000,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	1893742,00	0,00	1.893.742,00

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

(a) Termos e condições gerais:

Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações: os acionistas da Companhia aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2022, o Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações de emissão da Companhia, que estabelece as condições gerais para a outorga de ações aos administradores e empregados (“PLIP”).

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 sua controlada (“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 8.4:

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.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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.

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 7.8 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) Data de aprovação e órgão responsável

Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações: aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2022.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Programa de Incentivo Consolidado: aprovado pelos acionistas da Companhia, 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").

Plano de Opção de Compra de Ações: aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10 de junho de 2011.

(c) Número máximo de ações abrangidas;

PLIP: O limite total acumulado de ações restritas que poderão ser outorgadas aos Participantes nos termos do Plano não poderá superar 1,5% (um vírgula cinco por cento) do número total de ações emitidas pela Companhia (desconsideradas as ações mantidas em tesouraria) na data de aprovação de cada programa.

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.

(d) 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.

(e) Condições de aquisição de ações;

As opções de compra objeto do Plano de Opção, 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.

A outorga das Ações Restritas aos Participantes, no âmbito de cada programa do PLIP, será realizada mediante a celebração do respectivo contrato de outorga ("**Contrato de Outorga**") entre a Companhia e cada um dos Participantes.

Para cada Programa do PLIP, o Diretor-Presidente recomendará e o Conselho de Administração, com o auxílio do Comitê de Pessoas e ESG, definirá, a seu exclusivo critério, a lista dos Participantes e a respectiva quantidade de Ações Restritas a serem outorgadas, bem como outras condições aplicáveis a cada outorga, sempre respeitadas as regras do Plano, as quais deverão constar nos respectivos Contratos de Outorga.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Observado o Limite Global de Outorga, a quantidade máxima de Ações Restritas do PLIP que poderá ser outorgada a cada Participante em cada Programa será definida e individualizada pelo Conselho de Administração, a seu exclusivo critério, e constará do respectivo Contrato de Outorga.

A efetiva transferência das Ações Restritas do PLIP para o Participante somente se dará com o implemento das condições e prazos previstos no Plano, nos Programas e nos Contratos de Outorga, observados os Períodos de Vesting aplicáveis, de modo que a aprovação dos Programas ou a celebração dos Contratos de Outorga, por si só, não garantem ao Participante quaisquer direitos sobre as Ações Restritas outorgadas, nem tampouco representam garantia ao recebimento de Ações Restritas.

Por fim, nenhuma Ação Restrita do PLIP será entregue ao Participante a não ser que todas as exigências legais, regulamentares e contratuais tenham sido integralmente cumpridas.

(f) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;

PLIP: a concessão das Ações Restritas será realizada a título gratuito aos participantes, observados os termos do Plano e nos respectivos Programas, e as regras contidas em cada Contrato de Outorga.

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, sendoque 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 de 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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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.

(g) Critérios para fixação do prazo de aquisição ou exercício;

PLIP: As Ações Restritas serão outorgadas aos Participantes em duas parcelas distintas, quais sejam, (a) uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas outorgadas aos Participantes em cada Contrato de Outorga terá o objetivo exclusivo de retenção do Participante (“Parcela Retenção”). A concessão das Ações Restritas da Parcela Retenção estará sujeita à carência de 3 (três) anos, dividida em 3 (três) lotes anuais, que serão liberados ao Participante ao final dos seguintes prazos, contados a partir da celebração do Contrato de Outorga com o Participante e (b) uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas outorgadas ao Participante em cada Contrato de Outorga será variável e a quantidade efetiva de Ações Restritas que serão conferidas ao Participante em referência a tal parcela será definida em função do cálculo da taxa de retorno total ao acionista da Companhia (“Parcela TSR”), a ser verificada pelo Conselho de Administração ao final do Período de Vesting TSR.

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 à subscrição das Ações objeto do Lote Subscrito.

Plano de Opção: 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.

(h) Forma de liquidação;

PLIP: não aplicável, tendo em vista que não se trata de um plano de opções.

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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 Petroreconcávo 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 Petroreconcávo 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.

(i) Restrições à transferência das ações;

PLIP: o Beneficiário apenas poderá, de qualquer forma, alienar as ações da Companhia adquiridas, se atendido o período mínimo de indisponibilidade de 3 (três) anos, contados a partir da celebração do Contrato com o Participante.

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.

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.

(j) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano; e

PLIP: na hipótese de mudança no controle ou alienação de controle da Companhia, nos termos do art. 254-A da Lei das S.A., ou outros eventos societários tais como fusão, incorporação, incorporação de ações, cisão e outras formas de combinação de negócio envolvendo a Companhia que resultem na alteração do seu controle acionário, o Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar (i) pela manutenção das regras do Plano e dos Programas e

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Contratos de Outorga nas condições então vigentes; ou (ii) pelo encerramento do Plano, hipótese em que ocorrerá a aceleração dos Períodos de Vesting dos Contratos de Outorga já celebrados em relação a todos os Participantes, de forma que sejam imediatamente transferidas aos Participantes as Ações Restritas previstas em seus respectivos Contratos de Outorga.

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.

(k) Efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

PLIP: Na hipótese de ocorrer, antes do término do Período de Vesting Retenção, (i) o desligamento do Participante da Companhia; ou (ii) o falecimento do Participante; ou (iii) caso se verifique a invalidez permanente do Participante, conforme reconhecida pela Previdência Social, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas ainda não transferidas. Na hipótese de desligamento após o cumprimento, total ou parcial, do Período de Vesting Retenção, o Participante fará jus às Ações Restritas já transferidas. Na hipótese de falecimento ou invalidez permanente, o Participante fará jus às Ações Restritas recebidas na Parcela Retenção.

Na hipótese de ocorrer, antes do término do Período de Vesting TSR, (i) o desligamento do Participante da Companhia por sua própria iniciativa (por apresentação de pedido de demissão ou de renúncia ao seu cargo na administração da Companhia, conforme o caso) e/ou (ii) o desligamento do Participante da Companhia com justa causa, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas ainda não transferidas. Na hipótese de ocorrer o desligamento do Participante da Companhia, sem justa causa, nos primeiros 12 (doze) meses do Período de Vesting TSR, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas. No caso de desligamento do Participante da Companhia, sem justa causa, ocorrido a partir do 13º (décimo terceiro) mês do Período de Vesting TSR, o Participante permanecerá com o direito ao recebimento das Ações Restritas em quantidade proporcional ao Período de Vesting TSR efetivamente cumprido pelo Participante até a data de desligamento, tomando como base a proporcionalização do número de Ações Restritas e o número de meses cumpridos durante o Período de Vesting TSR. Na hipótese de desligamento, sem justa causa, após o cumprimento do Período de Vesting TSR, o Participante fará jus às Ações Restritas já transferidas até o desligamento. Na hipótese de (a) se verificar a invalidez permanente do Participante, conforme reconhecida pela Previdência Social, ou (b) falecimento do Participante, o Participante, ou seu espólio ou sucessor, conforme o caso,

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

permanecerá com o direito ao recebimento das Ações Restritas, calculadas de forma proporcional ao Período de Vesting TSR efetivamente cumprido, sendo que, neste caso, não haverá a aplicação do Fator de Conversão TSR.

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 Petroreconcávo 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.

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.

8.5 Remuneração Baseada em Ações (Opções de Compra de Ações)**Exercício Social: 31/12/2023**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00		12,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00		2,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	0,038200		0,04
Esclarecimento	Não há Remuneração Baseada em Ações para o Conselho de Administração			----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	21,41		21,41
Perdas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		0,00
Exercidas durante o exercício social	0,00	0,00		0,00

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	3,00		10,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00		2,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	0,110400		0,11
Esclarecimento	Não há Remuneração Baseada em Ações para o Conselho de Administração			----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTE GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	21,04		21,04
Perdas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		0,00
Exercidas durante o exercício social	0,00	20,87		20,87

Exercício Social: 31/12/2021

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,58	3,00		9,58
Nº de membros remunerados	0,00	2,00		2,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	21,040000		21,04
Esclarecimento	Não há remuneração variável para o Conselho de Administração			----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00		0,00
Perdas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		0,00
Exercidas durante o exercício social	0,00	0,00		0,00

Exercício Social: 31/12/2020

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	3,00		7,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00		2,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	21,040000		21,04
Esclarecimento	Não há Remuneração Baseada em Ações para o Conselho de Administração			----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00		0,00
Perdas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		0,00
Exercidas durante o exercício social	0,00	0,00		0,00

8.6 Outorga de opções de compra de ações

8.6 Outorga de opções de compra de ações

Outorga de opções de compra de ações previstas o Exercício Social de 2023			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	12,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00	2,00
Outorga de opções			
Data de outorga	N/A	N/A	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A	N/A
Prazo máximo para o exercício das opções	N/A	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício de opções	N/A	N/A	N/A
Valor justo das opções na data de outorga	N/A	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A	N/A

Outorga de opções de compra de ações findo em 2022			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Total
Nº total de membros	7,00	3,00	10,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00	2,00
Outorga de opções			
Data de outorga	N/A	N/A	N/A

8.6 Outorga de opções de compra de ações

Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A	N/A
Prazo máximo para o exercício das opções	N/A	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício de opções	N/A	N/A	N/A
Valor justo das opções na data de outorga	N/A	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A	N/A

Outorga de opções de compra de ações findo em 2021			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Total
Nº total de membros	6,58	3,00	9,58
Nº de membros remunerados	0,00	2,00	2,00
Outorga de opções			
Data de outorga	N/A	N/A	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A	N/A
Prazo máximo para o exercício das opções	N/A	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício de opções	N/A	N/A	N/A

8.6 Outorga de opções de compra de ações

Valor justo das opções na data de outorga	N/A	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A	N/A

Outorga de opções de compra de ações findo em 2020			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Total
Nº total de membros	4,00	3,00	7,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00	2,00
Outorga de opções			
Data de outorga	N/A	N/A	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A	N/A
Prazo máximo para o exercício das opções	N/A	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício de opções	N/A	N/A	N/A
Valor justo das opções na data de outorga	N/A	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A	N/A

8.7 Opções em aberto

8.7 Opção em aberto

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2022		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	6,58	3,0
Nº de membros remunerados	0,00	2,0
Opções ainda não exercíveis		
Quantidade	N/A	0,00
Data em que se tornarão exercíveis	N/A	0,00
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	0,00
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	0,00
Preço médio ponderado de exercício	N/A	0,00
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	0,00
Opções exercíveis	N/A	
Quantidade	N/A	44.000
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	21,41
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	16,99
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	N/A	R\$747.560,00

8.8 Opções exercidas e ações entregues

8.8 Opções exercidas e ações entregues

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2022		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,0	3,0
Nº de membros remunerados	0,00	2,00
Nº de ações	0,00	186.426
Preço médio ponderado de exercício	N/A	10,44
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	25,58
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	2.823.741,20

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2021		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	6,58	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00
Nº de ações	N/A	N/A
Preço médio ponderado de exercício	N/A	N/A
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	N/A
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	N/A

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2020		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00
Nº de ações	N/A	N/A
Preço médio ponderado de exercício	N/A	N/A
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	N/A
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	N/A

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

8.9 Remuneração baseada em ações, a serem entregues aos beneficiários

Remuneração baseada em ações, previstas para serem entregues aos beneficiários em 2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	4,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

Remuneração baseada em ações, a serem entregues aos beneficiários encerrado em 31/12/2022		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

Remuneração baseada em ações, a serem entregues aos beneficiários encerrado em 31/12/2021		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	6,58	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

Remuneração baseada em ações, a serem entregues aos beneficiários encerrado em 31/12/2020		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

8.10 Outorga de ações

8.10 Outorga de ações

Outorga de ações previstas para o exercício social a ser encerrado em 31/12/2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	4,00
Data de outorga	N/A	A definir
Quantidade de ações outorgadas	N/A	A definir
Prazo máximo para entrega de ações	N/A	2026
Prazo de restrição à transferência de ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	A definir
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	A definir

Outorga de ações realizadas ao final do exercício social encerrado em 31/12/2022		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,0	3,00
Data de outorga	N/A	31/05/2022
Quantidade de ações outorgadas	N/A	322.957
Prazo máximo para entrega de ações	N/A	31/05/2025
Prazo de restrição à transferência de ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	19,59
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R\$6.326.727,63

Outorga de ações realizadas ao final do exercício social encerrado em 31/12/2021		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	6,58	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Data de outorga	N/A	25/06/2021
Quantidade de ações outorgadas	N/A	458.130
Prazo máximo para entrega de ações	N/A	25/06/2024
Prazo de restrição à transferência de ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R\$19,59
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R\$8.974.766,70

8.10 Outorga de ações

Outorga de ações realizadas 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	0,00	3,00
Data de outorga	N/A	0,00
Quantidade de ações outorgadas	N/A	0,00
Prazo máximo para entrega de ações	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência de ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	N/A

8.11 Ações Entregues

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Nº total de membros	7,00	3,00	
Nº de membros remunerados	0,00	3,00	
Nº de ações	0	115.869	
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	18,88	
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	25,58	
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	-776.322,30	
Esclarecimento	Não há Ações Entregues para o Conselho de Administração		

Exercício Social: 31/12/2021

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Nº total de membros	6,58	3,00	
Nº de membros remunerados	0,00	3,00	
Nº de ações	0	0	
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	0,00	
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	0,00	
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	0,00	
Esclarecimento	Não há Ações Entregues para o Conselho de Administração		

Exercício Social: 31/12/2020

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Nº total de membros	4,00	3,00	
Nº de membros remunerados	0,00	0,00	
Nº de ações	0	0	
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	0,00	
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	0,00	
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	0,00	
Esclarecimento	Não há Ações Entregues para o Conselho de Administração	Este ano não houve ações entregues para membros da Diretoria Estatutária	

8.12 Precificação das ações/opções

8.12 Precificação das ações/opções

(a) modelo de precificação;

PLIP: a Companhia utiliza o modelo de precificação baseado em Simulação de Monte-Carlo.

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 do valor de mercado da ação da Companhia está detalhada no item 8.4(f) 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 8.4.(f) 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 2.7 deste Formulário de Referência e sujeito a eventuais restrições, conforme detalhado no item 8.4.(i) 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 8.4.(g) deste Formulário de Referência.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado;

PLIP: não aplicável, tendo em vista que não se trata de um plano de opções.

Plano: foi estimada uma taxa de saída antes do lock-up de 15% dos detentores das opções.

Programa: caberá ao Conselho de Administração antecipar ou prorrogar quaisquer prazos relacionados às opções aos incentivos objeto do Programa.

8.12 Precificação das ações/opções

Para liquidação das Ações Diferidas e das Ações Restritas previstas no Programa e no PILP, a Companhia transferirá ações mantidas em tesouraria sem emissão de novas ações e, portanto, sem diluição.

(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.

8.13 Participações detidas por órgão

8.13 Participações detidas por órgão

Posição em 31 de dezembro de 2022		
Descrição	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
Ações ordinárias emitidas pela Companhia	1.459.524	14.819.793
Opções emitidas pela Companhia	44.000	0
Ações ou quotas emitidas por controladores indiretos da Companhia	0	0
Opções emitidas por controladores indiretos da Companhia	0	0

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
Nº de membros	3,00	3,00	3,00	7,00	6,58	4,00	0,00	0,00	0,00
Nº de membros remunerados	3,00	3,00	3,00	7,00	6,58	2,00	0,00	0,00	0,00
Valor da maior remuneraçãoReal	7.399.679,60	5.519.200,66	4.331.001,50	540.000,00	348.333,31	180.000,00	0,00	0,00	0,00
Valor da menor remuneraçãoReal	4.727.163,60	3.889.129,64	3.084.464,40	180.000,00	69.999,98	180.000,00	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneraçãoReal	6.450.962,15	4.758.678,56	3.624.840,94	360.000,00	226.136,36	180.000,00	0,00	0,00	0,00

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2022	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.	
31/12/2021	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.	
31/12/2020	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.	

	Conselho de Administração	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2022	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.	
31/12/2021	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.	
31/12/2020	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.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2022	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.	
31/12/2021	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.	
31/12/2020	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.	

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

A Companhia contratou, em fevereiro/2023, apólice de seguro de responsabilidade civil de Conselheiros e Diretores (D&O) junto à Starr International Brasil Seguradora S/A., com Limite Máximo de Garantia de R\$120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais) e vencimento em 1º de fevereiro de 2024. O valor do prêmio líquido desta apólice é de R\$ 155.303,87 (cento e cinquenta e cinco mil, trezentos e três reais e oitenta e sete centavos). 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 foram celebrados acordos de indenidade com administradores da Companhia, conforme descrito no Formulário de Referência.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Exercício social corrente	0%	0%	0%
Exercício encerrado em 31/12/2022	0%	0%	0%
Exercício encerrado em 31/12/2021	100%	0%	0%
Exercício encerrado em 31/12/2020	100%	0%	0%

8.18 Remuneração - Outras funções

8.18 Remuneração - Outras funções

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.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

Exercício social corrente – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	31.536,00	0,00	31.536,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício social corrente – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	0,00	0,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício social 2022 – 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\$29.088,00	0	R\$29.088,00
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2022 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	0,00	0,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

8.20 Outras informações relevantes

8.20 Outras informações relevantes

Não aplicável.

9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	003859		
Razão Social	Tipo Auditor	CPF/CNPJ	
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU AUDITORES INDEPENDENTES LTDA	Juridica	49.928.567/0001-11	
Data de contratação do serviço	Data de início da prestação de serviço		
01/10/2018	01/10/2018		
Descrição dos serviços prestados			
Os serviços contratados no exercício de 2022 compreendem: (i) auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da PetroRecôncavo S.A., e das controladas Potiguar E&P S.A., Recôncavo E&P S.A. e SPE Miranga S.A, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A., referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards - IFRS); (ii) revisão das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da PetroRecôncavo S.A. referentes aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2022, elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma "International Accounting Standard" IAS 34; (iii) compliance tributário referentes à orientação e assistência à equipe da Companhia no preenchimento dos requerimentos de enquadramento de incentivos fiscais; e (iv) emissão de cartas de "conforto", relacionadas com a oferta pública através de distribuição de ações ordinárias de emissão da PetroRecôncavo S.A.			
Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social			
O montante total da remuneração dos auditores independentes, com impostos incluídos, no último exercício social foi de R\$ 1.761.720,15 referente aos serviços de auditoria (i), (ii) e (iv) elencados acima e o montante de R\$ 162.941,10 referente ao serviço de compliance tributário (iii).			
Justificativa da substituição			
Não aplicável.			
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa			
Não aplicável.			

.....

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

A Companhia possui a Política de Contratação de Serviços Extra Auditoria, aprovada em reunião da Diretoria do dia 17 de janeiro de 2022 cujo objetivo é estabelecer diretrizes e condições para a contratação de serviços extra auditoria pela Companhia.

Segundo esta Política o Auditor Independente contratado pela Companhia não poderá prestar concomitantemente serviços de consultoria à Companhia, suas controladas, subsidiárias, etc. que possam caracterizar a perda da sua objetividade e independência.

Nesse sentido a contratação de serviços “extra auditoria” será possível caso seja realizada uma análise prévia pelo Comitê de Auditoria e aprovação seja concedida. Além disso os serviços a serem prestados pelo auditor não devem comprometer a sua independência e devem estar dentro do escopo da competência profissional da firma de auditoria.

Os serviços abaixo listados serão considerados serviços que podem comprometer a independência dos auditores:

- (i) Contabilidade ou outros serviços relacionados à preparação dos registros contábeis ou das demonstrações financeiras;
- (ii) Desenho e implementação de sistemas de informação financeira;
- (iii) Serviços de avaliação ou fairness opinions;
- (iv) Serviços de reavaliação de ativos;
- (v) Assessoria à reestruturação organizacional;
- (vi) Determinação de valor recuperável de ativos, bem como de valores para efeito de constituição de provisões, inclusive para contingências ou reservas técnicas;
- (vii) Planejamento tributário;
- (viii) Preparação da Declaração de Ajuste Anual de Imposto de Renda para a pessoa física dos administradores;
- (ix) Remodelamento dos sistemas contábil, de informações e de controle interno;
- (x) Serviços atuariais;
- (xi) Terceirização de auditoria interna. Neste caso, a Companhia não deve contratar para auditoria interna quem preste ou tenha prestado serviços de Auditoria Independente nos últimos dois anos;
- (xii) Planejamento e/ou implementação de sistemas de tecnologia da informação que sejam parte do controle interno sobre relatórios financeiros ou que gerem informações nos Sistemas ERP.
- (xiii) Serviços de apoio em litígios, perícias judiciais e extrajudiciais;
- (xiv) Qualquer outro produto ou serviço que influencie ou que possa vir a influenciar as decisões tomadas pela administração da Companhia; e
- (xv) Qualquer outro serviço que o CFC ou a CVM venha a proibir

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

Caso ocorram contratações de serviços extra auditoria junto ao Auditor Independente, o mesmo deverá ser comunicado à CVM. A Companhia deve evitar contratar para seu quadro de colaboradores membros da equipe responsável pela auditoria das suas demonstrações financeiras nos últimos dois anos. Não obstante, caso seja de interesse da organização a contratação de profissional nessa circunstância, tal contratação deve ser submetida ao Comitê de Auditoria, para que possa avaliar os eventuais impactos à independência.

A Política de Contratação de Serviços Extra Auditoria também determina que todas as propostas de serviços “extra auditoria” devem ser acompanhadas por relatório de análise de comprometimento da independência da contratação feito pela própria auditoria independente, juntamente com os valores envolvidos. A área responsável pela contratação deverá, após a aprovação da contratação pelo Comitê de Auditoria, assegurar que eventuais salvaguardas sejam incluídas no contrato de prestação de serviços.

9.4 Outras informações relevantes

9.4 Outras informações relevantes

A Companhia contratou a Deloitte para a prestação de serviços de compliance tributário referentes à orientação e assistência à equipe da Companhia no preenchimento dos requerimentos de enquadramento de incentivos fiscais, em conformidade com a Política de Contratação de Serviços Extra Auditoria e a legislação aplicável vigente.

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	10	41	0	0	0
Não-liderança	214	1004	0	0	0
TOTAL = 1.269	224	1045	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	0	15	6	30	0	0	0
Não-liderança	14	336	195	655	4	14	0
TOTAL = 1.269	14	351	201	685	4	14	0

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	0	44	7
Não-liderança	148	668	402
TOTAL = 1.269	148	712	409

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	51	0	0	0	0
Não-liderança	0	1218	0	0	0	0
TOTAL = 1.269	0	1269	0	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	224	1045	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	0	0	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.269	224	1045	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	14	351	201	685	4	14	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	0	0	0	0	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0

TOTAL = 1.269	14	351	201	685	4	14	0
---------------	----	-----	-----	-----	---	----	---

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	0	0
Nordeste	148	712	409
Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	0	0	0
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 1.269	148	712	409

10.1 Descrição dos recursos humanos

10.1 Descrição dos recursos humanos

- (b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica); e

TERCEIRIZADOS		
	31/12/2022	
	Qtd	Local
Administrativo Financeiro	98	BA
Administrativo Financeiro	137	RN
Operação / Corpo Técnico	1201	BA
Operação / Corpo Técnico	789	RN
Total Administrativo	235	
Total Operação / Corpo Técnico	1.990	
Total de Empregados	2.225	

- (c) índice de rotatividade.

TURNOVER	
	31/12/2022
Acumulado ano (BA)	27,13%
Acumulado ano (RN)	25,67%

10.2 Alterações relevantes

10.2 Alterações relevantes

Não há informações relevantes com relação aos números divulgados no item 10.1 acima.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

10.3 Políticas e práticas 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 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 8.4 deste Formulário de Referência.

(d) razão entre (i) a maior remuneração individual (considerando a composição da remuneração com todos os itens descritos no campo 8.2.d) reconhecida no resultado do emissor no último exercício social, incluindo a remuneração de administrador estatutário, se for o caso; e (ii) a mediana da remuneração individual dos empregados do emissor no Brasil, desconsiderando-se a maior remuneração individual, conforme reconhecida em seu resultado no último exercício social

A razão entre a maior remuneração individual e a mediana da remuneração individual dos empregados desconsiderando-se a maior remuneração individual é 96.

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

10.4 Relações entre 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.

10.5 Outras informações relevantes

10.5 Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 10.

11.1 Regras, políticas e práticas

11.1 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).

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, sendo o indivíduo conflitado obrigado a seguir os procedimentos definidos na Política de Transações com Partes Relacionadas. No entanto, caso a manifestação do potencial conflito de interesses não ocorra pelo próprio indivíduo conflitado poderá ser denunciado aos 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

11.1 Regras, políticas e práticas

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.

Entretanto, é vedada a celebração, pela Companhia, de transações com partes relacionadas que:

- i. não sejam realizadas em condições equitativas, e/ou não tenham observado os critérios constantes acima;
- ii. consistam na concessão de empréstimos em favor (i) dos controladores, diretos ou indiretos, da Companhia; (ii) dos Administradores; ou (iii) de Membros Próximos da Família dos Administradores, controladores ou acionistas dos controladores, diretos ou indiretos; e
- iii. representem formas de remuneração de assessores, consultores ou intermediários da Companhia que possam lhe colocar em potencial situação de Conflito de Interesses com a Companhia, seus acionistas ou seus administradores.

Caberá ao Comitê de Auditoria Estatutário 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 Relacionadas 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.

11.1 Regras, políticas e práticas

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 Estatutário, 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.

O texto integral da Política está disponível no site da CVM (www.cvm.gov.br), da B3 (www.b3.com.br) e no site de RI da Companhia (ri.petroreconcavo.com.br)

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Interservice USA	07/02/2022	581.000,00	0	581.000,00	Indeterminado	
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda					
Objeto contrato	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					
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	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	24/03/2022	7.285.000,00	523.000,00	7.285.000,00	Indeterminado	
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	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
PetroSantander Colômbia	25/03/2022	452.000,00	43.000,00	452.000,00	Indeterminado	
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxemburg					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	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					
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	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
PetroSantander Holdings GMBH	07/02/2022	20.000,00	0	20.000,00	Indeterminado	
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxembourg					
Objeto contrato	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					
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	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
PetroSantander Management Inc.	25/01/2022	37.000,00	0	37.000,00	Indeterminado	
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxembourg					
Objeto contrato	Prestação de 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					
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	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Especificação Posição Contratual						

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

11.2 Transações com partes relacionadas

(n) Medidas tomadas para tratar conflitos de interesses;

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 Estatutária 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).

(o) Demonstração de caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As transações com partes relacionadas descritas no item 11.2 observam condições estritamente comutativas, com pagamento compensatório adequado, similares àquelas que poderiam ser estabelecidas em transações com partes não relacionadas. Neste sentido, a Companhia considera que o mútuo celebrado entre a Companhia e a Potiguar E&P S/A observou condições comutativas, na medida em que as partes negociaram o referido contrato e foi estipulada correção pela taxa Selic, bem como foram consideradas condições de mercado para mútuo para capital de giro, com prestações certas e determinadas. Assim, a Companhia entende que os termos da referida operação obedeceram a condições comutativas e justificáveis.

Adicionalmente, ainda que as transações indicadas no item 11.2 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 11.2 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

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

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.

11.3 Outras informações relevantes

11.3 Outras informações relevantes

Em reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada 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 mencionado no item 6.6 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.

O período de 24 meses referente ao acordo de não-competição celebrado entre a PetroSantander Inc. e a Companhia encerrou-se em 26 de fevereiro de 2023.

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital	Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2024		2.906.390.599,42
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
293.380.126	0	293.380.126

Tipo Capital	Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital
28/09/2023		2.905.446.304,42
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
293.281.126	0	0

Tipo Capital	Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital
28/09/2023		2.905.446.304,42
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
293.281.126	0	0

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

(a) Direito a dividendos;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(b) Direto de voto;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(c) Conversibilidade em outra classe ou espécie de ação, indicando:

- i. Condições
- ii. Efeitos sobre o capital social

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(d) Direitos no reembolso de capital

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(e) Direito a participação em oferta pública por alienação de controle;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(f) Restrições a circulação;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(g) Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(h) Possibilidade de resgate de ações, indicando:

- i. Hipóteses de resgate
- ii. Fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(i) Hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(j) Hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(k) Outras características relevantes

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

12.3 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.

12.4 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.

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5 Mercados de negociação no Brasil

Os valores mobiliários da Companhia são negociados no segmento de governança corporativa do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sendo suas ações ordinárias negociadas sob o código RECV3.

12.6 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.

12.7 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.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

(a) Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

Os recursos líquidos provenientes da Oferta foram destinados integralmente para: (i) pagamento das aquisições de ativos realizadas e em curso; (ii) potencial aquisição de novos ativos ; e (iii) aumento da posição de caixa da Companhia.

(b) Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não houve qualquer desvio relevante entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos documentos da Oferta.

(c) Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável uma vez que não houve qualquer desvio

12.9 Outras informações relevantes

12.9 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 12 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
Rafael Procaci da Cunha	Diretor de Relações com Investidores	Registrado	
José Maria de Mello Firmo	Diretor Presidente	Registrado	

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.

13.1 Declaração do diretor presidente



José Maria de Mello Firmo
Diretor-Presidente

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

13.2 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 80, em especial aos artigos 15 a 20; 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:06950452705 Assinado de forma digital por RAFAEL PROCACI DA CUNHA:06950452705
Dados: 2023.05.30 21:24:41 -03'00'

Rafael Procaci da Cunha
Diretor de Relações com Investidores