

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.0 - Identificação	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3

2. Auditores independentes

2.1 / 2 - Identificação e remuneração	4
2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	7

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	8
3.2 - Medições não contábeis	9
3.3 - Eventos subsequentes às DFs	15
3.4 - Política destinação de resultados	17
3.5 - Distribuição de dividendos	22
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	23
3.7 - Nível de endividamento	24
3.8 - Obrigações	25
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	26

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	27
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	91
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	96
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	99
4.5 - Processos sigilosos relevantes	101
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	102
4.7 - Outras contingências relevantes	103
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	106

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	107
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	112
5.3 - Descrição - Controles Internos	115
5.4 - Programa de Integridade	117

Índice

5.5 - Alterações significativas	120
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	121
6. Histórico do emissor	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	122
6.3 - Breve histórico	123
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	125
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	126
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	127
7.1.a - Infos. de sociedade de economia mista	155
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	156
7.3 - Produção/comercialização/mercados	157
7.4 - Principais clientes	182
7.5 - Efeitos da regulação estatal	183
7.6 - Receitas relevantes no exterior	197
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	198
7.8 - Políticas socioambientais	199
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	201
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	213
8.2 - Alterações na condução de negócios	214
8.3 - Contratos relevantes	215
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	216
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	217
9.1.a - Ativos imobilizados	218
9.1.b - Ativos Intangíveis	219
9.1.c - Participação em sociedades	250
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	252
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	261
10.2 - Resultado operacional e financeiro	311

Índice

10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	313
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	315
10.5 - Políticas contábeis críticas	317
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	320
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	321
10.8 - Plano de Negócios	322
10.9 - Outros fatores com influência relevante	324
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	325
11.2 - Acompanhamento das projeções	326
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	327
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias	337
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	342
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	346
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	347
12.7/8 - Composição dos comitês	355
12.9 - Relações familiares	361
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	363
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	365
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	366
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	371
13.2 - Remuneração total por órgão	379
13.3 - Remuneração variável	383
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	387
13.5 - Remuneração baseada em ações	396
13.6 - Opções em aberto	398
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	399
13.8 - Precificação das ações/opções	400
13.9 - Participações detidas por órgão	402

Índice

13.10 - Planos de previdência	403
13.11 - Remuneração máx, mín e média	404
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	406
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	407
13.14 - Remuneração - outras funções	408
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	409
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	411
14. Recursos humanos	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	412
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	415
14.3 - Política remuneração dos empregados	416
14.4 - Relações emissor / sindicatos	417
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	418
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 2 - Posição acionária	419
15.3 - Distribuição de capital	421
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	422
15.5 - Acordo de Acionistas	423
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	424
15.7 - Principais operações societárias	425
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	427
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	429
16.2 - Transações com partes relacionadas	432
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	435
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	437
17. Capital social	
17.1 - Informações - Capital social	438
17.2 - Aumentos do capital social	441
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	445
17.4 - Redução do capital social	446
17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	447

Índice

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	448
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	449
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	450
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	451
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	452
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	453
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	454
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	455
18.8 - Títulos emitidos no exterior	456
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	457
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	458
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	459
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	460

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Descrição - planos de recompra	463
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	464
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	465

20. Política de negociação

20.1 - Descrição - Pol. Negociação	466
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	467

21. Política de divulgação

21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	468
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	470
21.3 - Responsáveis pela política	472
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	473

1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário **Marcelo Campos Magalhães**

Cargo do responsável Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário **Rafael Procaci da Cunha**

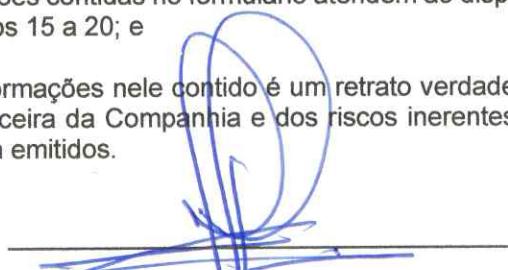
Cargo do responsável Diretor de Relações com Investidores

1. Responsáveis pelo formulário / 1.1 – Declaração do Diretor Presidente

1.1 – Declaração do Diretor Presidente

Eu, Marcelo Campos Magalhães, brasileiro, casado, administrador, portador de Cédula de Identidade 02777210 16, e inscrito no CPF sob o nº 292.958.405-00, na qualidade de Diretor-Presidente da PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”), declaro que:

- a. revisei o Formulário de Referência;
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Resolução 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.

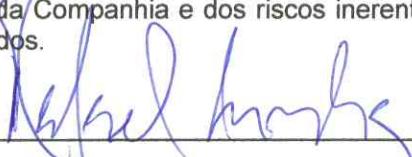


Marcelo Campos Magalhães
Diretor-Presidente

1. Responsáveis pelo formulário / 1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores**1.2 – Declaração do Diretor de Relações com Investidores**

Eu, Rafael Procaci da Cunha, brasileiro, casado, economista, portador de Cédula de Identidade 105492870, e inscrito no CPF sob o nº 069.504.527-05, na qualidade de Diretor de Relações com Investidores da PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”), declaro que:

- a. revisei o Formulário de Referência;
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Resolução 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
Diretor de Relações com Investidores

2. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração

Possui auditor? SIM

Código CVM 385-9

Tipo auditor

Nacional

Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.		
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11		
Data Início	01/10/2018		
Descrição do serviço contratado	<p>Os serviços contratados nos últimos exercícios compreendem:</p> <p>(a) Exercício de 2019: (i) auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da PetroRecôncavo S.A., e das controladas Potiguar E&P S.A. e Recôncavo E&P S.A., referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 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 2019, elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma "International Accounting Standard" IAS 34; e (iii) auditoria das demonstrações financeiras consolidadas da PetroRecôncavo S.A. referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas de acordo com as práticas contábeis geralmente aceitas no Estados Unidos da América (US GAAP);</p> <p>(b) Exercício de 2020: (i) auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da PetroRecôncavo S.A., e das controladas Potiguar E&P S.A. e Recôncavo E&P S.A., referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards - IFRS); (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 2020, elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma "International Accounting Standard" IAS 34; e (iii) auditoria das demonstrações financeiras consolidadas da PetroRecôncavo S.A. referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, elaboradas de acordo com as práticas contábeis geralmente aceitas no Estados Unidos da América (US GAAP);</p> <p>(c) Exercício de 2021: (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, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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 2021, elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma "International Accounting Standard" IAS 34; e (iii) emissão de cartas de "conforto" relacionadas com oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da PetroRecôncavo S.A.</p>		
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	O montante total da remuneração dos auditores independentes, com impostos incluídos, no último exercício social foi de R \$2.249.970,85 referente aos serviços de auditoria elencados acima.		
Justificativa da substituição	Não aplicável.		
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.		

Nome responsável técnico	CPF	Endereço
Jonatas José Medeiros de Barcelos	081.472.857-01	Av. Tancredo Neves, 620 30º andar, Ed. Mundo Plaza, Caminho das Árvores, Salvador, BA, Brasil, CEP 41820-020, Telefone (81) 34648104, Fax (81) 34638142, e-mail: jbarcelos@deloitte.com

2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores

2.3 – Outras Informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes.

3. Informações financ. selecionadas / 3.1 - Informações financeiras - Consolidado

(Reais Unidade)	Últ. Inf. Contábil (30/09/2022)	Exercício social (31/12/2021)	Exercício social (31/12/2020)	Exercício social (31/12/2019)
Patrimônio Líquido	2.085.378.000,00	1.871.813.000,00	980.196.000,00	961.797.000,00
Ativo Total	5.047.808.000,00	4.715.393.000,00	2.080.173.000,00	1.863.920.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	703.476.000,00	1.040.604.000,00	787.841.000,00	339.923.000,00
Resultado Bruto	369.611.000,00	372.754.000,00	277.241.000,00	86.556.000,00
Resultado Líquido	401.838.000,00	176.899.000,00	-81.759.000,00	63.682.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria Unidade	248.393.699	248.374.111	167.823.532	167.823.532
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	8,395455	7,536264	5,840635	5,758615
Resultado Básico por Ação	1,617700	0,802800	-0,482900	0,590500
Resultado Diluído por Ação	1,61	0,80	-0,48	0,58

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

3.2 – Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

EBITDA e Margem EBITDA

O EBITDA é uma medição não contábil elaborada pela Companhia em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada (“Instrução CVM 527”) e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depeleção (“EBITDA”).

A Margem EBITDA consiste no EBITDA dividido pela receita líquida de vendas (“Margem EBITDA”).

O EBITDA e a Margem EBITDA não são medidas contábeis reconhecidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

O EBITDA dos Últimos Doze Meses corresponde a mesma definição de EBITDA conforme descrito acima para um período de 12 meses findo em data especificada.

Seguem abaixo os valores do EBITDA da Margem EBITDA e do EBITDA dos Últimos Doze Meses da Companhia para os três últimos exercícios sociais e para os períodos de três meses findos em 31 de março de 2022 e 2021:

(R\$ milhares, exceto %)	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2022	2021	2021	2020	2019
EBITDA	414.739	131.632	534.806	474.405	155.857
Margem EBITDA	58,96%	53,56%	51,39%	60,22%	45,85%

(R\$ milhares)	Período de doze meses findo em 31 de março de	
	2022	2021
EBITDA DOS ÚLTIMOS DOZE MESES	817.913	500.708

EBITDA Ajustado pelo hedge e Margem EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado pelo hedge é uma medição não contábil elaborada pela Companhia em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada (“Instrução CVM 527”) e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depeleção (“EBITDA”), excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período.

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

A Margem EBITDA Ajustado consiste no EBITDA Ajustado pelo hedge dividido pela receita líquida de vendas 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 contábeis reconhecidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

Seguem abaixo os valores do EBITDA Ajustado pelo hedge e da Margem EBITDA Ajustado da Companhia para os três últimos exercícios sociais e para os períodos de três meses findos em 31 de março de 2022 e 2021:

(R\$ milhares, exceto %)	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2022	2021	2021	2020	2019
EBITDA Ajustado pelo hedge	499.969	128.092	661.586	277.411	141.288
Margem EBITDA Ajustado	63,39%	52,88%	56,67%	46,95%	43,43%

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 e dos valores a pagar por aquisições, 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.

(R\$ milhares)	Período de três meses findo em 31 de março de		Em 31 de dezembro de		
	2022	2021	2021	2020	2019
DÍVIDA LÍQUIDA	912.907	812.787	1.131.537	728.168	677.572

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

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.

	Período de 3 meses findo em		Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de		
	31/03/2022	31/03/2021	2021	2020	2019
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	912.907	812.787	1.131.537	728.168	677.572
EBITDA dos últimos 12 meses	817.913	500.708	534.806	474.405	155.857
Dívida Líquida / EBITDA	1,12x	1,62x	2,12 x	1,53 x	4,35 x

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

EBITDA E MARGEM EBITDA

	Período de 3 meses findo em		Em 31 de dezembro de		
	31/03/2022	31/03/2021	2021	2020	2019
(valores em milhares de reais)					
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	401.838	(12.890)	176.899	(81.759)	63.682
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social	128.824	(11.315)	56.718	(35.878)	8.156
(+) Depreciação, Amortização e Depleção	69.932	61.052	250.200	242.585	95.411
(+/-) Resultado Financeiro	(185.855)	94.785	50.989	349.457	(11.392)
EBITDA (1)	414.739	131.632	534.806	474.405	155.857
Receita Líquida de Vendas	703.476	245.788	1.040.604	787.841	339.923
Margem EBITDA (2)	58,96%	53,56%	51,39%	60,22%	45,85%

(1) A Companhia calcula o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de depreciação, amortização e depleção. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da Companhia. O EBITDA é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

(2) EBITDA dividido pela receita líquida de vendas.

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

EBITDA AJUSTADO PELO HEDGE E MARGEM EBITDA AJUSTADO

	Período de 3 meses findo em		Em 31 de dezembro de		
	31/03/2022	31/03/2021	2021	2020	2019
	(valores em milhares de reais)				
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	401.838	(12.890)	176.899	(81.759)	63.682
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social	128.824	(11.315)	56.718	(35.878)	8.156
(+) Depreciação, Amortização e Depleção	69.932	61.052	250.200	242.585	95.411
(+/-) Resultado Financeiro	(185.855)	94.785	50.989	349.457	(11.392)
(+/-) Contratos de hedge liquidados no período	85.230	(3.540)	126.780	(196.994)	(14.569)
EBITDA Ajustado pelo Hedge	499.969	128.092	661.586	277.411	141.288
Receita Líquida de Vendas	703.476	245.788	1.040.604	787.841	339.923
(+/-) Contratos de hedge liquidados no período	85.230	(3.540)	126.780	(196.994)	(14.569)
Receita Líquida Ajustada pelo Hedge	788.706	242.248	1.167.384	590.847	325.354
Margem EBITDA Ajustado	63,39%	52,88%	56,67%	46,95%	43,43%

ENDIVIDAMENTO LÍQUIDO (DÍVIDA LÍQUIDA) OU CAIXA LÍQUIDO

	Em 31 de março de		Em 31 de dezembro de		
	2022	2021	2021	2020	2019
(valores em milhares de reais)					
Passivo Circulante					
Empréstimos e Financiamentos	251.762	294.175	281.762	212.931	35.320
Valores a pagar por aquisições	389.697	-	453.318	-	-
Passivo Não Circulante					
Empréstimos e Financiamentos	327.079	695.443	459.529	681.109	708.699
Valores a pagar por aquisições	690.018	-	809.731	-	-
Dívida Bruta	1.658.556	989.618	2.004.340	894.040	744.019
Ativo Circulante					
Caixa e Equivalentes de Caixa	156.467	44.045	217.159	30.861	56.265
Aplicações Financeiras	514.353	58.537	585.655	66.414	45
Ativo Não Circulante					
Aplicações Financeiras	74.829	74.249	69.989	68.597	10.137
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	912.907	812.787	1.131.537	728.168	677.572

DÍVIDA LÍQUIDA / EBITDA

	Período de 12 meses findo em		Exercício social encerrado em		
	31/03/2022	31/03/2021	2021	2020	2019
	(valores em milhares de reais)				
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	912.907	812.787	1.131.537	728.168	677.572
EBITDA dos últimos 12 meses	817.913	500.708	534.806	474.405	155.857
Dívida Líquida / EBITDA	1,12x	1,62x	2,12 x	1,53 x	4,35 x

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

EBITDA DOS ÚLTIMOS DOZE MESES

EBITDA DOS ÚLTIMOS 12 MESES	Período de 12 meses findo em 31 de março de 2022			
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2021	12 meses
(i)	(ii)	(iii)	(i) + (ii) - (iii)	
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	401.838	176.899	(12.890)	591.627
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social	128.824	56.718	(11.315)	196.857
(+) Depreciação, Amortização e Depleção	69.932	250.200	61.052	259.080
(+/-) Resultado Financeiro	(185.855)	50.989	94.785	(229.651)
EBITDA	414.739	534.806	131.632	817.913

EBITDA DOS ÚLTIMOS 12 MESES	Período de 12 meses findo em 31 de março de 2021			
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2020	12 meses
(i)	(ii)	(iii)	(i) + (ii) - (iii)	
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	(12.890)	(81.759)	(136.041)	41.392
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social	(11.315)	(35.878)	(68.791)	21.598
(+) Depreciação, Amortização e Depleção		61.052	242.585	250.367
(+/-) Resultado Financeiro		94.785	349.457	187.351
EBITDA	131.632	474.405	105.329	500.708

(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, sendo importante sua inclusão no presente Formulário de Referência.

A Companhia calcula o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de depreciação, amortização e depleção. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da Companhia. O EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia, em razão de não considerar determinados custos decorrentes de seus negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, despesas financeiras, tributos, depreciação, amortização e depleção. O EBITDA é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

A Companhia acredita que o EBITDA ajustado pelo hedge demonstra a evolução dos resultados sem que tenha efeitos de instrumentos financeiros utilizados como instrumentos de proteção pela Companhia. O EBITDA ajustado pelo hedge 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 ajustado pelo hedge de maneira diferente da Companhia. O EBITDA ajustado pelo hedge 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,

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

despesas financeiras, tributos, depreciação, amortização e depleção. O EBITDA ajustado pelo hedge é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

A Companhia também acredita que a dívida líquida seja uma medição não contábil amplamente utilizada no mercado financeiro e a utiliza para avaliação financeira e representam mais adequadamente a exposição ao endividamento financeiro.

Não existe uma definição padrão para medição não contábil de endividamento líquido (dívida líquida) e a definição utilizada pela Companhia pode ser diferente daquela usada por outras companhias. Endividamento líquido (dívida líquida) não é uma medida de endividamento segundo as BR GAAP e IFRS, como também não é medição do fluxo de caixa, liquidez ou recursos disponíveis para o serviço da dívida da Companhia.

3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs

3.3 – Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Os seguintes eventos subsequentes ocorreram entre o período de 31 de dezembro de 2021 e o dia 31 de maio de 2022, data de emissão das últimas demonstrações financeiras, com impactos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

Contratos de venda e contrato de “swap” de gás - Bahia

A PetroRecôncavo e a sua subsidiária, SPE Miranga S.A., iniciaram no dia 1º de janeiro de 2022, o fornecimento de gás natural para a Companhia de Gás da Bahia - Bahiagás 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 contado a partir da data de início de fornecimento.

Ativo Potiguar

A subsidiária Potiguar E&P iniciou em janeiro de 2022, o contrato de compra e venda para suprimento de gás natural para Companhia Paraibana de Gás - PBGÁS. 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 subsidiária Potiguar E&P iniciou em janeiro de 2022 o fornecimento de gás, em consonância com o contrato de compra e venda para suprimento de gás natural, para a Companhia Potiguar de Gás, Potigás. O contrato prevê a entrega de 236 mil m³/dia de gás natural a partir de 1º de janeiro de 2022, com duração de dois anos.

Empréstimos e financiamentos

A controlada Potiguar E&P, no âmbito do contrato de financiamento firmado em 2 de dezembro de 2019, obteve das instituições financeiras credoras waiver autorizando a celebração de contratos adicionais de hedge de petróleo durante o período que começa em 1º de janeiro de 2022 e termina em 30 de junho de 2022.

Prorrogação do contrato de concessão e redução da alíquota de royalties para produção incremental do Campo Pajeú

Em 19 de abril de 2022, a controlada Potiguar E&P celebrou com a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) dois aditivos ao Contrato de Concessão nº 48000.003813/97-01 (Campo de Pajeú) que preveem: (i) A prorrogação da Fase de Produção até 31/12/2035; A extensão da fase de produção segue a diretriz da Resolução nº 2/2016 do CNPE, que autorizou a ANP a prorrogar os contratos de concessão firmados na Rodada Zero. Originalmente esses contratos terminariam em 2025. Além dos pagamentos previstos para a Petrobras, conforme divulgados na nota explicativa nº 10, das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao período findo em 31 março de 2022, não houve custo adicional para renovação da concessão. (ii) A redução da alíquota de royalties a ser aplicada sobre a produção incremental: A redução da alíquota dos royalties terá como base apenas a produção incremental decorrente da implementação dos projetos de desenvolvimento aprovados em Plano de Desenvolvimento (PD). Para os níveis de produção até a curva de referência serão mantidas as alíquotas de royalties até então praticadas.

3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs

Polo Bahia Terra – Selected Biding Offeror

Em março de 2022, a Companhia (60%) e a Eneva S.A. (40%) apresentaram a melhor proposta para aquisição da totalidade das participações da Petrobras em um conjunto de campos terrestres de E&P e instalações associadas, localizadas nas Bacias do Recôncavo e de Tucano, 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 sucedidas, 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.

Dessa forma, não podemos garantir que a aquisição do Polo Bahia Terra será consumada nos termos da oferta descrita acima ou de qualquer outra maneira. Para mais informações vide itens 4.1, 4.7, 7.9 e 10.9.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

3.4 – Política de destinação dos resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2021	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019
a. regras sobre retenção de lucros	<p>Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que remanescer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem:</p> <ul style="list-style-type: none"> (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; 	<p>Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que remanescer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem:</p> <ul style="list-style-type: none"> (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 	<p>Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que remanescer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem:</p> <ul style="list-style-type: none"> (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;

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2021	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019
	<p>(d) Lucros a Realizar e Reversão dos Lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício;</p> <p>(e) 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo mínimo obrigatório; e</p> <p>(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.</p>	<p>reserva que tenham sido realizados no exercício;</p> <p>(e) 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo mínimo obrigatório; e</p> <p>(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.</p>	<p>(d) Lucros a Realizar e Reversão dos Lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício;</p> <p>(e) 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo mínimo obrigatório; e</p> <p>(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.</p>
a.i. valores das retenções de lucros	136.257.000,00	0,00	R\$62.822.000,00
a.ii. percentuais em relação aos lucros totais declarados	77,03%	0,00%	100%

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

		Exercício social encerrado em 31.12.2021	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019
b. regras sobre distribuição de dividendos	de	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar balanços semestrais, trimestrais ou em 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).	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores e, por deliberação da Assembleia Geral, declarar dividendos à conta do lucro apurado nesses balanços, bem como declarar dividendos intermediários ou intercalares à conta de lucros acumulados ou reservas constantes do último balanço anual ou semestral, obedecidos os limites legais e do Estatuto Social, conforme disposto no item (a).	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores e, por deliberação da Assembleia Geral, declarar dividendos à conta do lucro apurado nesses balanços, bem como declarar dividendos intermediários ou intercalares à conta de lucros acumulados ou reservas constantes do último balanço anual ou semestral, obedecidos os limites legais e do Estatuto Social, conforme disposto no item (a).
c. periodicidade das distribuições de dividendos	de	O Estatuto Social da Companhia vigente no exercício social de 2021 previa a declaração de dividendos em bases anuais, semestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.	O Estatuto Social da Companhia vigente no exercício social de 2020 previa a declaração de dividendos em bases anuais, semestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.	O Estatuto Social da Companhia vigente no exercício social de 2019 previa a declaração de dividendos em bases anuais, semestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas arbitrais	<p>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.</p> <p>A Companhia e suas controladas Potiguar E&P S.A. ("Potiguar E&P") e Recôncavo E&P S.A. ("Recôncavo E&P"), gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta "reserva de lucros – incentivos fiscais", e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias.</p> <p>Ainda, determinados financiamentos assumidos pela sociedade controlada da Companhia, Potiguar E&P, possuem hipótese de vencimento antecipado caso: a Companhia realize distribuição de dividendos. Para mais informações sobre os nossos empréstimos e financiamentos, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.</p>	<p>Para restrições estatutárias com relação à distribuição de dividendos, ver item (b) acima.</p> <p>A Companhia e suas controladas Potiguar E&P e Recôncavo E&P gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta "reserva de lucros – incentivos fiscais", e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias.</p> <p>Ainda, determinados financiamentos assumidos pela sociedade controlada da Companhia, Potiguar E&P, possuem hipótese de vencimento antecipado caso: a Companhia realize distribuição de dividendos. Para mais informações sobre os nossos empréstimos e financiamentos, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.</p>	<p>Para restrições estatutárias com relação à distribuição de dividendos, ver item (b) acima.</p> <p>A Companhia e sua controlada Recôncavo E&P gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta "reserva de lucros – incentivos fiscais", e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias.</p> <p>Ainda, determinados financiamentos assumidos pela sociedade controlada da Companhia, Potiguar E&P, possuem hipótese de vencimento antecipado caso: a Companhia realize distribuição de dividendos. Para mais informações sobre os nossos empréstimos e financiamentos, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.</p>
--	---	--	---

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31.12.2021	Exercício social encerrado em 31.12.2020	Exercício social encerrado em 31.12.2019
	<p>financiamentos, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.</p>		
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	<p>Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.</p>	<p>Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.</p>	<p>Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.</p>

3. Informações financ. selecionadas / 3.5 - Distribuição de dividendos

(Reais Unidade)	Últ. Inf. Contábil	Exercício social 31/12/2021	Exercício social 31/12/2020	Exercício social 31/12/2019
Lucro líquido ajustado	0,00	162.256.000,00	-80.899.000,00	51.576.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	0,000000	25.000000	0,000000	0,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	0,000000	8,668387	-8,253349	5,362462
Dividendo distribuído total	0,00	40.564.000,00	0,00	0,00
Lucro líquido retido	0,00	121.614.000,00	0,00	51.576.000,00
Data da aprovação da retenção		27/04/2022	30/04/2021	30/06/2020

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Ordinária	0,00				0,00		0,00	
Dividendo Obrigatório								
Ordinária			40.563.972,58	10/05/2022				

3. Informações financ. selecionadas / 3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas

3.6 – Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Nos últimos três exercícios sociais, não houve declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas.

3. Informações financ. selecionadas / 3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
30/09/2022	2.962.430.000,00	Índice de Endividamento	1,42057219	
31/12/2021	2.843.580.000,00	Índice de Endividamento	1,51915816	
30/09/2022	0,00	Outros índices	1,11614194	Este outro índice corresponde ao endividamento representado pela 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.
31/12/2021	0,00	Outros índices	2,11578965	Este outro índice corresponde ao endividamento representado pela dívida líquida da Companhia sobre o EBITDA. A Companhia utiliza esse índice para aferir quanto tempo sua geração operacional de caixa levaria para realizar o pagamento de sua dívida líquida. Apesar de ser uma medida não contábil, este índice é utilizado para acompanhar os covenants de nossos empréstimos e financiamentos.

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Últ. Inf. Contábil (30/09/2022)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		250.552.000,00	327.079.000,00	0,00	0,00	577.631.000,00
Financiamento	Outras garantias ou privilégio	Fiança Bancária	1.210.000,00	0,00	0,00	0,00	1.210.000,00
Total			251.762.000,00	327.079.000,00	0,00	0,00	578.841.000,00
Observação							

Exercício social (31/12/2021)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		280.551.000,00	459.229.000,00	0,00	0,00	739.780.000,00
Financiamento	Outras garantias ou privilégio	Fiança Bancária	1.211.000,00	300.000,00	0,00	0,00	1.511.000,00
Total			281.762.000,00	459.529.000,00	0,00	0,00	741.291.000,00
Observação							

3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

3.9 – Outras informações relevantes

Covid-19

O Grupo permanece operando seguindo as regras definidas pelo comitê constituído para gestão da crise de saúde. Os principais objetivos do comitê são manter a saúde dos colaboradores e contratados, manter as atividades da Companhia sem impactos à segurança operacional ou ao meio ambiente, e, ao mesmo tempo, avaliar os desdobramentos da crise no plano de negócios.

O Grupo revisou sua projeção para as receitas e dos fluxos de caixa operacionais para o ano de 2022 e não verificou a necessidade de reconhecer uma perda ao valor recuperável no ativo imobilizado, tributos diferidos e contas a receber. Considerando a imprevisibilidade da evolução do surto e dos seus impactos, a atual estimativa do efeito financeiro do surto nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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

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

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

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

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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A comercialidade da produção esperada de petróleo e gás natural é afetada por vários fatores além do controle da Companhia e cujos efeitos não podem ser previstos. Esses fatores incluem, sem limitação, oscilações de preços, proximidade e capacidade dos dutos e outros meios de transporte, disponibilidade de instalações de beneficiamento e processamento, disponibilidade de equipamento e regulamentação governamental (inclusive, dentre outros, regulamentação relacionada a preços, impostos, parcela do governo, produção permitida, importação e exportação de petróleo e gás natural e a proteção ambiental).

Ademais, a posição dominante exercida pela Petrobras no mercado e, mais especificamente, o fato de esta ser, até 31 de março 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.

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

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

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

Para atingir o objetivo traçado na 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 7.9 deste Formulário de Referência, e concluir tais 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 de referidas aquisições ou investimentos se baseia na capacidade da Companhia de 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. A Companhia não pode garantir que suas aquisições ou investimentos produzirão os resultados esperados no momento de celebração ou de conclusão de uma determinada operação.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 negócios. 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 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 e negociação de novas aquisições e de operacionalizado 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Para mais informações sobre a aquisição do Polo Bahia Terra, ver fator de risco “A negociação da aquisição do Polo Bahia Terra junto a Petrobras está em andamento e a Companhia pode não ter sucesso em consumar a aquisição nos termos da oferta submetida à Petrobras ou em quaisquer outros termos” e itens 4.7, 7.9 e 10.9 deste Formulário de Referência.

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 pelo Congresso Nacional e é objeto de ações judiciais que visam impedir seu prosseguimento.

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

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

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

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

Para mais informações sobre riscos relacionados a aquisições, ver fatores de riscos abaixo “*A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições, e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia. Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas*”, “*Riscos associados à não abertura do mercado de gás*” e “*Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos*” deste item 4.1 do Formulário de Referência.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Um surto de doenças transmissíveis no Brasil e/ou no mundo, a exemplo da pandemia declarada pela Organização Mundial de Saúde (OMS) em razão da disseminação do novo coronavírus (causador COVID-19), pode provocar efeito adverso em nossas operações, paralisando integralmente ou parcialmente nossas atividades. A extensão da pandemia da COVID-19, respostas e ações do governo federal, a percepção de seus efeitos, ou a forma pela qual tal pandemia impactará nossos negócios depende de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, podendo resultar em um efeito adverso relevante em nossos negócios, condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa e, finalmente, na nossa capacidade de continuar operando nossos negócios.

Em 11 março de 2020 a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou a pandemia da COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus (Sars-Cov-2). Na prática, a declaração significou o reconhecimento pela OMS de que, desde então, o vírus se disseminou por diversos continentes com transmissão sustentada entre as pessoas.

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

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 dívida em dólar da Companhia. Em 31 de março de 2022, a taxa de dólar era correspondente a R\$ 4,74.

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

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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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

Adicionalmente, a Companhia não consegue garantir que outros surtos regionais e/ou globais não acontecerão. Além disso, novas ondas da COVID-19 já começaram a surgir em algumas regiões e poderão se alastrar. A Companhia não consegue garantir que será capaz de tomar as providências necessárias para impedir um impacto negativo nos seus negócios de dimensão igual ou até superior ao impacto provocado pela pandemia da COVID-19 até o momento caso haja novos surtos regionais e/ou globais ou mesmo caso novas ondas da COVID-19 se confirmem em larga escala. Mesmo após eventual diminuição do surto da COVID-19, a Companhia poderá continuar a sofrer impactos materialmente adversos em seus negócios como resultado do impacto econômico nacional e global, incluindo qualquer recessão, desaceleração econômica ou aumento nos níveis de desemprego no Brasil, que já ocorreram ou possam vir a ocorrer. Não temos conhecimento de eventos comparáveis que possam nos fornecer uma orientação quanto ao efeito da disseminação da COVID-19 e de uma pandemia global e, como resultado, o impacto final do surto da COVID-19 é altamente incerto.

Os impactos da pandemia da COVID-19 também podem precipitar ou agravar os outros riscos informados neste Formulário de Referência.

Para mais informações sobre os impactos da pandemia da COVID-19 sobre os nossos negócios, vide itens 3.9 e 10.9 deste 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 e Remanso, bem como aquisições futuras, incluindo Polo Bahia Terra.

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

A Companhia pode enfrentar dificuldades para gerar e/ou levantar recursos de terceiros suficientes para prosseguir com seus projetos de investimentos para revitalização (intervenções, perfurações e infraestrutura) da produção dos seus ativos de produção ou novas aquisições

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

conforme seu plano de expansão. Caso o caixa gerado internamente não seja suficiente para suprir nossa necessidade de capital no futuro, podemos ser obrigados a levantar capital adicional para financiar nossas atividades e iniciativas de crescimento, inclusive por meio de financiamentos futuros, novas ofertas públicas ou privadas de distribuição de valores mobiliários, tais como ações e valores mobiliários conversíveis em ações (que poderão, inclusive ser realizadas sem a observância do direito de preferência dos acionistas da Companhia).

Nossa capacidade de obter tais recursos depende de vários fatores, entre eles nosso nível de endividamento e as condições de mercado (inclusive, o mercado financeiro pode estar deteriorado ou não receptivo a este tipo de projeto, não permitindo assim a captação de recursos necessários à implementação do projeto). A incapacidade de obter os recursos necessários em condições favoráveis poderá causar efeitos adversos a nossos negócios e prejudicar a capacidade de implantarmos nosso plano de investimento, bem como pode nos forçar a reduzir ou postergar desembolsos de capital, realizar a venda de ativos ou reestruturar e refinanciar 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 refinanciar seu endividamento, o que poderá lhe afetar de forma material e adversa.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Qualquer inadimplemento em decorrência do descumprimento de obrigações assumidas por nós em contratos financeiros pode resultar no vencimento antecipado dessas obrigações, bem como na execução contra nossos ativos relevantes.

Em 2 de dezembro de 2019, a Companhia e sua subsidiária Potiguar E&P celebraram um contrato financeiro com determinadas instituições financeiras ("Credit Agreement"), conforme aditado em 31 de março de 2021 e em 7 de junho de 2022, que exige o cumprimento de obrigações específicas. O descumprimento de tais obrigações, se não sanadas em tempo hábil, podem resultar na decisão de nossos respectivos credores de declarar o vencimento antecipado das dívidas representadas pelo instrumento, além de desencadear inadimplemento e o vencimento antecipado de outras obrigações.

Os ativos e fluxo de caixa da Companhia podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de nossas obrigações nesses casos, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais. Por exemplo, o *Credit Agreement* exige que usemos os recursos líquidos de ofertas de ações para pagar antecipadamente quaisquer valores pendentes com tais recursos líquidos.

Adicionalmente, para garantir o cumprimento das obrigações assumidas por nós no Contrato de Crédito, 100% das ações de emissão de nossa subsidiária Potiguar E&P, foram alienadas fiduciariamente, bem como outros ativos e direitos creditórios e emergentes da Potiguar E&P foram onerados em favor dos credores. Em caso de descumprimento de tais obrigações, os credores poderão executar as garantias, caso em que a Potiguar E&P e outros ativos onerados poderão ser vendidos. Em 31 de março de 2022, o valor total em aberto do Contrato de Crédito era de R\$ 597,5 milhões.

Para mais informações sobre o Credit Agreement, vide item 10.1 deste Formulário de Referência.

O setor de atuação da Companhia pode ser afetado negativamente pelas atuais iniciativas de responsabilidade ESG (Environmental, Social and Governance ou meio ambiente, 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 alterar a condução das políticas internacionais no setor de atuação da Companhia. O presidente dos Estados Unidos tem um poder considerável na determinação de políticas e ações governamentais, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre a economia global, a estabilidade política mundial e o mercado de petróleo e gás especificamente. A Companhia não pode assegurar que o governo norte-americano irá manter políticas projetadas para o setor de atuação da Companhia. Além disso, Joe Biden incluiu em suas propostas de governo a intenção

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

de promover energias renováveis, em detrimento de combustíveis fósseis, e a redução de emissões.

Os efeitos da guerra entre Ucrânia e Rússia, 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. 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.

A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia. Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas.

A estratégia de negócios da Companhia inclui expansão futura por meio de crescimento orgânico ou aquisições. Para mais informações sobre o tema, vide item 7.9 deste Formulário de Referência. A execução bem-sucedida do crescimento futuro está sujeita a vários riscos e fatores que fogem ao controle da Companhia, como, por exemplo, medidas ou políticas estabelecidas pelo Governo Federal e/ou pela Petrobras. A Companhia não tem qualquer controle ou forma de prever quais medidas ou políticas o Governo Federal e/ou a Petrobras poderão tomar no futuro, 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

escala, podem expor a Companhia a riscos que podem prejudicar seus negócios, condição financeira e resultados operacionais, incluindo, entre outros, os riscos de que (i) a Companhia deixe de obter benefícios previstos, como novos relacionamentos com clientes, economia de custos ou aprimoramentos no fluxo de caixa, (ii) a atenção da administração seja desviada dos negócios existentes, enfrentando dificuldades na integração de operações e pessoal adquiridos, e (iii) haja diminuição da liquidez e aumento significativo das despesas e alavancagem de juros da Companhia, que terá que usar uma parcela significativa dos recursos disponíveis ou da capacidade de empréstimo para financiar as aquisições, incorrer ou assumir passivos, perdas ou custos imprevistos. A concretização de tais riscos pode afetar adversamente a capacidade da Companhia de obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento e afetar adversamente sua reputação e desempenho operacional e financeiro.

Podemos, também, enfrentar desafios na integração de sociedades ou ativos adquiridos, o que pode resultar no desvio de nosso capital e na atenção de nossa administração de outros problemas e oportunidades de negócios. Podemos não conseguir criar e implementar controles, procedimentos e políticas uniformes e eficazes, e podemos incorrer em custos acrescidos para a integração de sistemas, pessoas, métodos de distribuição ou procedimentos operacionais. Ainda, podemos não conseguir integrar tecnologias de negócios adquiridos, além de não conseguir reter executivos e funcionários importantes dos negócios adquiridos. Adicionalmente, podemos enfrentar desafios na integração de funcionários que trabalham em diferentes geografias e que podem estar acostumados a diferentes culturas corporativas. Também podemos enfrentar desafios na negociação de acordos coletivos favoráveis com sindicatos devido a diferenças nos procedimentos de negociação usados em diferentes regiões.

As aquisições, ainda, podem estar sujeitas à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica do Brasil (“CADE”), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) ou de outras autoridades reguladoras. Nesses casos, o CADE ou ANP podem não aprovar nossas aquisições ou podem condicionar a aprovação de nossas aquisições à alienação de certas operações ou impor outras restrições às operações e negócios. A falta de aprovação do CADE, da ANP ou de outras autoridades reguladoras para aquisições futuras ou quaisquer aprovações condicionais de aquisições futuras podem resultar em despesas que podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Em conexão com qualquer aquisição, podemos ainda enfrentar responsabilidades por contingências relacionadas, entre outras, (1) a processos judiciais, arbitrais e/ou administrativos da sociedade ou ativo adquirido, incluindo processos civis, regulatórios, trabalhistas, tributários, previdenciários, ambientais e processos de propriedade intelectual e (2) problemas financeiros, de reputação e técnicos, incluindo aqueles relacionados a práticas contábeis, divulgações nas demonstrações financeiras e controles internos, bem como outras questões regulatórias, vide fator de risco “*Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos*” deste item 4.1 do Formulário de Referência. Essas contingências poderão não ter sido identificadas antes da aquisição e podem não ser indenizáveis nos termos do contrato de aquisição, o que poderá ter um efeito adverso em nossos negócios e condição financeira. Ainda

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 especificação adequada pelo mercado e pelo potencial comprador, o que pode nos levar a ter prejuízos contábeis e financeiros com a venda. Podemos também estar sujeitos a termos de responder por contingências em razão do ativo alienado, afetando negativamente nossas provisões, resultados e caixa.

Por fim, estamos sujeitos ao questionamento de autoridades fiscais em razão de reorganizações societárias que fizemos ou que venhamos a fazer em razão de aquisições. As autoridades fiscais podem questionar aproveitamentos fiscais alcançados em razão de movimentos societários e glosar os benefícios fiscais que obtivemos em determinado ano, cobrando o tributo aplicável acrescido de juros de mora e multa, conforme legislação aplicável. Podemos não ter sucesso em nossa defesa apresentada em autuações fiscais presentes e futuras e nossas provisões, resultados e caixa podem ser afetados negativamente.

Atrasos na execução do nosso pipeline de aquisições podem afetar adversamente nossos resultados em trimestres futuros ou resultados anuais.

As avaliações dos recursos e das reservas da Companhia são baseadas em estudos que consideram diversas variáveis, tais como, análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e as análises comparativas com outras reservas e recursos similares, envolvendo incerteza.

Os estudos e avaliações conduzidos pela Companhia, inclusive os estudos sobre as estimativas de volumes de recursos de petróleo e de gás natural nos campos da Companhia realizados por certificadora independente internacional (Certificação de Reservas) são, por sua natureza, complexos e podem ser consideravelmente imprecisos, construídos com base em premissas que podem não ser confirmadas e que fogem de seu controle.

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

Um dos riscos inerentes aos resultados das avaliações dos recursos é que os volumes podem não ser confirmados pela perfuração e intervenção de poços, impactando a economicidade dos projetos. Outro risco inerente às estimativas é a possibilidade de que nenhum poço perfurado ou revitalizado ou projeto em desenvolvimento seja considerado economicamente viável, 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,

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

reduzindo reservas.

A utilização de dados sísmicos e de técnicas de visualização não garantem que os hidrocarbonetos estão, de fato, presentes nas estruturas analisadas. Da mesma forma, a utilização de tecnologias sísmicas e outras tecnologias requer uma alta alocação de recursos, de modo que a Companhia poderá sofrer prejuízos resultantes desses gastos. As atividades de perfuração podem não obter sucesso ou não ser economicamente viáveis, 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 se concretizar com a eficiência esperada, afetando o Fator de Recuperação dos Campos que possui e/ou opera e aqueles que ela tem expectativa de possuir e operar.

Os resultados materializados da Companhia podem ser substancialmente diferentes das estimativas e premissas utilizadas pela administração na avaliação de seus campos e suas reservas de hidrocarbonetos.

As estimativas utilizadas pela Companhia sobre suas reservas de hidrocarbonetos levam em conta certas definições técnicas adotadas pelas empresas certificadoras independentes responsáveis por elaborar os Relatórios de Reservas de Campos. (conforme definido abaixo)

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 fevereiro de 2022 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 fevereiro de 2022 (“Relatórios de Reservas de Campos da Companhia”). Para mais informações, vide item 7.1 deste Formulário de Referência.

A precisão das estimativas apresentadas para as reservas da Companhia varia em função de diversos fatores e premissas, como as oscilações nos preços do petróleo e do gás natural, e podem ser revistas ao longo do tempo. Tais estimativas partem, ainda, da premissa de que seremos capazes de obter junto à ANP a extensão dos prazos dos contratos de concessão relativos a cada um dos ativos de produção ao final dos seus respectivos termos, conforme descrito no item 9.1 deste Formulário de Referência. Não podemos dar qualquer garantia que seremos capazes de obter a extensão de tais prazos contratuais perante a ANP, o que poderá afetar adversamente as conclusões feitas nos Relatórios de Reservas de Campos da Companhia e reduzir as nossas reservas. Qualquer revisão para baixo nas quantidades estimadas para as reservas da Companhia pode afetar negativamente a condição financeira da Companhia e seus resultados operacionais.

As estimativas de reservas e receitas apresentadas nos Relatórios de Reservas de Campos da Companhia podem mudar à medida que informações adicionais sobre a produção e outros dados se tornem disponíveis. Além de serem baseadas somente em informações atualmente disponíveis, tais estimativas também estão sujeitas às incertezas inerentes à interpretação crítica das empresas internacionais de certificação de reservas contratadas para elaboração dos relatórios. Logo, uma interpretação errada por parte dessas empresas pode afetar negativamente o prognóstico de produção e reservas da Companhia e 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Além disso, a perfuração bem-sucedida de um poço de gás natural ou de petróleo ou os processos adotados na revitalização de poços maduros não assegura que a Companhia obterá lucro sobre o seu investimento. Inúmeros fatores, como fatores geológicos, regulatórios e de mercado podem fazer com que um poço seja pouco viável ou, até mesmo, inviável economicamente.

Os negócios da Companhia estão sujeitos a uma variedade de riscos operacionais, tais como: incêndios; explosões; estouros e desabamentos; fluxos incontroláveis de gás, petróleo e água de formação; desastres naturais, tais como tempestades e outras condições climáticas adversas; falha nos gasodutos, ou oleodutos; colapsos no revestimento; dificuldades mecânicas, tais como perda ou avaria de equipamentos e ferramentas; formações anormais de pressão; perigos ambientais, como vazamentos de gás, derramamento de petróleo, rupturas em oleoduto e emissão de gases perigosos.

Quaisquer desses ou outros eventos poderão gerar problemas em poços, sistemas de coleta e demais instalações, o que poderá afetar, advera e materialmente, as operações da Companhia e levar a perdas importantes, tais como: morte ou lesão corporal; danos graves e destruição de propriedade, de recursos naturais e equipamentos; poluição e danos ambientais; limpeza e reparos para reiniciar operações, ou outras responsabilidades remediadoras; exigências regulatórias; investigações e penalidades administrativas, cíveis e criminais; e suspensão das operações da Companhia.

Se quaisquer desses riscos forem materializados, a Companhia poderá ter que limitar ou suspender quaisquer das operações de produção e/ou interromper ou suspender a comercialização de petróleo ou gás natural. Além disso, a Companhia pode ter que arcar com custos significativos associados às obrigações de limpeza e reparo, remediadoras ou indenizatórias.

Além disso, quaisquer desses eventos ou outros eventos similares poderão ter repercussões administrativas e criminais, além da necessidade de reparar eventuais danos ambientais, e impactar a capacidade da Companhia de cumprir com obrigações setoriais e regulação específica da indústria de Petróleo e Gás, a exemplo das obrigações de apresentação de documentos comprobatórios de produção de petróleo e gás natural, atendimento às normas de segurança previstas em lei, operação de instalações e equipamentos em desacordo com a regulação aplicável e comercialização de hidrocarbonetos fora da especificação técnica definida pela ANP.

Caso tais eventos resultem no descumprimento das obrigações assumidas no âmbito dos contratos de concessão celebrados com a ANP ou do contrato de produção celebrado com a 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Futuras perfurações nas áreas da Companhia ou iniciativas da Companhia para revitalização de campos maduros poderão não ser realizadas ou não produzir petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidades viáveis do ponto de vista comercial.

Com relação a campos não maduros, não é possível prever, antes da perfuração e da realização de certos testes específicos, se um determinado prospecto de perfuração - ou seja, se uma acumulação potencial que é suficientemente bem definida para ser um alvo de perfuração viável, - efetivamente conterá petróleo ou gás natural ou, ainda que contenha, se produzirá petróleo ou gás natural em quantidade e/ou qualidade suficientes para recuperar os custos da perfuração e da completação ou para se tornar um poço economicamente viável.

No que importa ao aproveitamento de campos maduros, há outros elementos incertos que impõem desafios técnicos e podem afetar materialmente a quantidade de petróleo e gás natural extraídos, como o montante de investimentos em projetos de retorno à produção de um poço, escassez ou dificuldades na alocação de sondas, custos para reequipar poços e custos de estruturas de tubulação e hastes.

Se as perfurações de novos poços ou medidas de revitalização de campos maduros não tiverem êxito comprovado, os negócios, situação financeira e resultados da Companhia poderão ser afetados de modo adverso.

As operações da Companhia estão expostas à possibilidade de perdas por desastres naturais, catástrofes, acidentes, incêndios e outros eventos que não estão no controle da Companhia e que podem afetar negativamente sua reputação e seu desempenho financeiro, assim como por condições climáticas adversas, efeitos das mudanças climáticas e outros fatores fora do controle da Companhia, além de riscos de perfuração, produção e outros riscos operacionais, que podem afetar negativamente suas operações.

O setor de petróleo, no qual se concentram a maior parte dos investimentos da Companhia através de suas concessões, envolve uma variedade de riscos operacionais, que afetam as propriedades, ativos e instalações, dentre outros. Esses riscos incluem, dentre outros:

- Incêndios, explosões e vazamentos de combustível ou outras substâncias;
- Problemas mecânicos e com equipamentos;
- Falha mecânica e elétrica;
- Falha ou má conduta dos empregados da Companhia quando do manejo das operações, o que pode ensejar no vazamento de fluidos potencialmente poluentes;
- Fluxos descontrolados de óleos ou fluidos de poços;
- Poluição e outros riscos ambientais;
- Desempenho insatisfatório de fornecedores terceirizados na perfuração de poços e no desempenho de outros serviços;

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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.

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 Potiguar E&P possui contratos em parceria pela Companhia com terceiros (consórcio), nos seguintes campos: (i) Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata, atualmente operados pela Potiguar E&P.; (ii) Cardeal, atualmente operado pela Mandacaru Energy (antiga Partex).

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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.

A perda de membros da alta administração da Companhia, ou a incapacidade de atrair e contratar pessoal adicional para integrá-la, poderá ter um resultado substancialmente negativo sobre a Companhia.

A capacidade da Companhia de implementar sua estratégia depende, em larga escala, dos serviços prestados por sua alta administração. Os executivos seniores são responsáveis, em grande parte, pelo desenvolvimento da expertise da Companhia no setor, pela originação e avaliação de oportunidades de negócio, bem como pela condução dos investimentos e aquisições da Companhia. Se, por qualquer motivo, a Companhia vier a perder os membros de sua alta administração, poderá não ser capaz de atrair e contratar funcionários qualificados em sua substituição. A perda de qualquer dos membros de sua alta administração ou a impossibilidade de atrair e contratar outros funcionários para integrá-la poderá afetar adversamente os negócios da Companhia.

Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos.

Eventual inexistência de licenças ambientais para a operação de determinada atividade e/ou falhas ou descumprimento de condicionantes ambientais podem sujeitar a Companhia à responsabilização ambiental nas esferas administrativa e criminal, além da obrigação de reparar eventuais danos causados, tanto ao meio ambiente quanto a terceiros, o que pode implicar em riscos operacionais, financeiros e reputacionais à Companhia.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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.

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 7.5 deste Formulário de Referência.

A negociação da aquisição do Polo Bahia Terra junto a Petrobras está em andamento e a Companhia pode não ter sucesso em consumar a aquisição nos termos da oferta submetida à Petrobras ou em quaisquer outros termos.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Conforme descrito nos itens 7.9 e 10.9 deste Formulário de Referência, a Petrobras concluiu a nova rodada da fase vinculante do processo de venda dos campos do Polo Bahia Terra e, em razão de a melhor proposta ter sido apresentada pela Companhia em conjunto com a Eneva S.A. (na proporção de 60% para a Companhia e 40% para a Eneva S.A.), recebemos convite para a fase de negociação de um contrato de compra e venda que ainda está sujeita à conclusão das negociações e à aprovação dos órgãos competentes da Petrobras.

A nossa oferta inclui, 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 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 assinatura do contrato de compra e venda ainda está sujeita à aprovação dos órgãos competentes da Petrobras, podendo a Petrobras, portanto, 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.

Além disso, a oferta apresentada com participação de 60% (sessenta por cento) da PetroReconcavo e 40% (quarenta por cento) da Eneva, sendo certo que esta proporção 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.

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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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.

Em virtude das características do processo competitivo conduzido pela Petrobras para a venda do Polo Bahia Terra (para mais informações, vide item 7.9 deste Formulário de Referência), o qual permanece ainda em curso.

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 2021.

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 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 outorgadas pelo Poder Público por meio de concessões. Atualmente, a Companhia e suas subsidiárias detêm 59 campos, sendo 33 localizados na Bacia Potiguar (dos quais 3 são operados em parceria) e 26 localizados na Bacia do Recôncavo.

Nos termos da Lei do Petróleo, as concessões estão sujeitas à extinção antecipada em diversas circunstâncias, incluindo: (i) o não cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo; ou (ii) falência do concessionário.

Em quaisquer das circunstâncias que possam ensejar a extinção antecipada, os ativos vinculados à concessão deverão ser revertidos ao Poder Concedente. Nesses casos, a reversão de bens não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP.

A extinção antecipada das concessões também não desobrigaria a Companhia em relação à responsabilidade pelos danos e prejuízos causados a terceiros em decorrência da concessão outorgada, nem em relação aos direitos e obrigações assumidos perante credores.

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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 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 concorrentiais 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 e suas subsidiárias Potiguar E&P e SPE Miranga 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 aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Nesse sentido, a Companhia e Potiguar E&P utilizam a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural da Petrobras e a SPE Miranga utiliza a infraestrutura de processamento de gás natural, também da Petrobras. Caso a

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Petrobras e/ou outra empresa que adquira a infraestrutura contratada pela Companhia e suas subsidiárias demandem o uso da capacidade atualmente contratada pela Companhia e suas subsidiárias e/ou a Companhia e suas subsidiárias precisem 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 e suas subsidiárias escoarem e processarem 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 e suas subsidiárias 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 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 introduziu o conceito de responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos contra a administração pública, sujeitando a pessoa jurídica infratora a sanções civis e administrativas, que incluem multas, perdimento de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, proibição de contratar com a administração pública ou receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, sanções essas que, se aplicadas, podem afetar adversamente nossos resultados e nossa reputação. Ademais, a Lei Anticorrupção determinou que as sociedades controladoras, controladas,

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

coligadas ou, no âmbito do respectivo contrato, as consorciadas da infratora serão solidariamente responsáveis pelos atos por ela praticados.

A Lei Anticorrupção ainda previu a responsabilidade sucessória do adquirente nas hipóteses de fusão e incorporação, sendo sua responsabilidade restrita à obrigação de pagamento de multa e reparação integral do dano causado, até o limite do patrimônio transferido, o que pode vir a afetar a Companhia caso se verifique a ocorrência de violações à mencionada Lei pelos antigos detentores dos ativos.

A Companhia não pode garantir que seus administradores, empregados, representantes e terceiros que agem em seu nome ou benefício atuarão em estrita observância às regras e determinações aplicáveis à Companhia, ao seu programa de integridade e/ou às leis anticorrupção. A existência de quaisquer investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa ou judicial relacionados à violação de qualquer destas leis, no Brasil ou no exterior, contra nossa administração, funcionários ou terceiros atuando em nosso nome podem resultar em (i) multas, sanções e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) perda dos benefícios ilicitamente obtidos, bem como de licenças operacionais, com a decorrente responsabilização subsidiária ou solidária; (iii) confisco de ativos que representem vantagem direta ou indiretamente obtida da infração; (iv) dissolução da pessoa jurídica envolvida na conduta ilícita; (v) proibição ou suspensão de nossas atividades; (vi) perda de direitos de contratar com a administração pública, de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública; (v) responsabilização individual criminal dos membros de sua administração, funcionários e representantes; e (vi) publicação extraordinária da decisão condenatória, sendo que a materialização de quaisquer desses fatores pode resultar em um efeito adverso nos negócios, na imagem, na condição financeira, nos resultados operacionais e na reputação da Companhia.

A Companhia está sujeita a perdas não cobertas pelos seguros contratados, bem como a dificuldades para contratação de apólices, o que poderá gerar efeitos adversos sobre seus negócios.

Na eventualidade da ocorrência de eventos não cobertos ou que excedam as coberturas previstas em suas apólices de seguro atuais, a Companhia pode sofrer um revés financeiro para recompor e/ou reformar os ativos atingidos por tais eventos e indenizar os prejuízos causados, o que poderá comprometer o investimento por ela realizado. Mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto pelas apólices, não é possível garantir que o pagamento da indenização securitária será realizado de forma tempestiva, ou em valor suficiente para compensar integralmente os danos decorrentes de tal sinistro, o que poderá afetar negativamente os resultados financeiros da Companhia. Ainda, no caso dos eventos segurados, a cobertura de apólices de seguro está condicionada ao pagamento do respectivo prêmio. A falha da Companhia em pagar esses prêmios cumulada com a ocorrência de um sinistro poderá colocar a Companhia em uma situação de risco, uma vez que eventuais danos, mesmo que segurados, não estariam sujeitos à cobertura pela seguradora.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 12.11 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 março 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 7.4 e 7.9 para maiores esclarecimentos com relação a esses contratos). Aproximadamente 63% da receita operacional bruta da Companhia no período de 3 meses findo em 31 de março 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.

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 e venda de gás natural pode gerar riscos aos resultados da Companhia.

Em 31 de março de 2022, a Companhia operava com três clientes (Bahiagás, Pbgás e Potigás 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 21% da receita operacional bruta da Companhia no período de 3 meses findo em 31 de março 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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, incluindo processos de natureza civil, fiscal, ambiental, trabalhista, regulatória, societária, de propriedade intelectual, concorrencial, criminal dentre outros. Não há garantia de que tais 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, 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Adicionalmente, é possível que a Companhia não tenha recursos necessários para realizar depósitos judiciais ou prestar ou oferecer garantias em processos que discutam valores substanciais. A dificuldade na obtenção de recursos necessários para a realização destes depósitos ou de prestação ou oferecimento destas garantias não suspenderá a cobrança dos valores decorrentes de eventuais condenações e poderá ter um efeito adverso nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

Ainda, a Companhia está sujeita à fiscalização por diferentes autoridades federais, estaduais e municipais, incluindo fiscais, trabalhistas e ambientais. A Companhia pode ser autuada por tais autoridades e tais autuações podem se converter em processos administrativos e, posteriormente, em processos judiciais, os quais, caso decididos de forma desfavorável, poderão ter um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia. Para mais informações sobre os processos judiciais envolvendo a Companhia, veja o item 4.3 deste Formulário de Referência.

Greves e paralisações dos empregados da Companhia ou de empregados de seus fornecedores e prestadores de serviço, bem como falta de pessoal especializado, podem afetar adversamente os resultados operacionais e o negócio da Companhia.

Greves, paralisações ou outras formas de manifestação de empregados da Companhia, de seus principais fornecedores e prestadores de serviço ou em setores da sociedade que afetem os negócios da Companhia, podem impactar a conclusão de projetos, o alcance de seus objetivos, bem como a sua continuidade operacional. O sucesso da Companhia no longo prazo também depende da capacidade de continuar a atrair, treinar e qualificar com sucesso a sua mão de obra. As atividades da Companhia exigem mão de obra especializada, com conhecimento sobre procedimentos técnicos específicos ao desenvolvimento de suas operações. Não há garantia de que a companhia terá efetividade na contratação, treinamento e qualificação de sua mão de obra, nem de que custos adicionais não irão surgir para atingir este objetivo. Isto pode afetar negativamente os resultados operacionais e os negócios da Companhia.

Os nossos custos, despesas e passivos incorridos no curso normal dos negócios dependem de fatores sujeitos a flutuações que podem ter um efeito adverso relevante nos nossos resultados e operações.

Nossos custos, despesas e passivos incorridos no curso normal dos negócios, incluindo custos de extração, manutenção, reparo de poços, investimentos, despesas gerais e administrativas, etc, estão sujeitos a flutuações dependendo das condições do mercado. Esses custos, despesas e passivos são influenciados por vários fatores sobre os quais temos pouco ou nenhum controle, incluindo, entre outros, condições econômicas internacionais e nacionais (tais como inflação e variações de taxa de câmbio), regulamentos e políticas governamentais, efeitos globais de oferta e demanda de petróleo, estoques, dentre outros. Podemos não ser capazes de repassar o aumento de custos, despesas e passivos para nosso cliente, o que poderia diminuir nossa margem de lucro e resultar em um efeito adverso relevante sobre os nossos negócios, condição financeira e resultados de operações.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Movimentos populares poderão afetar a ampliação das estações de petróleo e gás natural existentes, a instalação de novas estações de petróleo e gás natural e os cronogramas de intervenção e perfuração de poços, bem como o transporte de petróleo e a operação normal, afetando a rentabilidade da Companhia.

Movimentos populares e sindicais são ativos nas regiões em que a Companhia atua e podem se posicionar contrariamente à ampliação das estações de petróleo e gás existentes e futuras, aos cronogramas de intervenção e perfuração de poços, ao transporte de petróleo via caminhões e às operações normais no curso dos negócios da Companhia. Invasões e ocupações de instalações são práticas comuns entre os integrantes desses movimentos. Caso a Companhia enfrente tais movimentos populares, seus negócios e condições financeiras serão afetados adversamente.

As operações de hedge da Companhia podem não ser suficientes contra flutuações na cotação de moedas e de commodities.

As operações da Companhia estão expostas a oscilações na cotação de moedas e *commodity* (preço do petróleo). Os contratos de *hedge* celebrados pela Companhia podem não ser suficientes contra tais oscilações. A Companhia ainda está exposta a riscos de crédito em caso de não cumprimento dos instrumentos financeiros por suas contrapartes.

A Companhia pode sofrer perdas financeiras se não for capaz de iniciar as operações de *hedge* em tempo hábil ou produzir quantidades suficientes de 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 5.2 deste Formulário de Referência.

A Companhia pode ser adversamente afetada se algum de seus benefícios fiscais expirar, for revogado ou se não conseguir qualificar, renovar ou estender esses benefícios fiscais.

Atualmente a Companhia e suas controladas Recôncavo E&P e Potiguar E&P são beneficiárias de incentivos fiscais e regimes especiais, especialmente os benefícios concedidos pela SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) e pelo REPETRO-SPED, regime aduaneiro e tributário especial relativo ao setor de Óleo e Gás, que possibilita a importação permanente ou 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 ainda está em processo de aplicação para o benefício fiscal da SUDENE para a SPE Miranga e, caso venha a ser concedido, ainda precisará ser homologado pela Receita Federal do Brasil. Caso o mesmo não seja aprovado pela SUDENE e/ou homologado pela Receita Federal do Brasil, a SPE Miranga não gozará do benefício de 75% de redução no Imposto de Renda.

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

A Companhia, suas controladas e subsidiárias estão sujeitas a diversas leis, regulamentações e exigências de licenças federais, estaduais e municipais, e dependem da obtenção de licenças, permissões e autorizações, para exercer suas atividades.

A Companhia não pode garantir que será capaz de manter, renovar ou obter qualquer autorização, licença, outorga, ou alvará no futuro, tempestivamente, ou que nenhum requisito adicional será imposto em relação a tal pedido.

A não obtenção ou manutenção dos alvarás, autorizações e licenças necessárias às operações da Companhia, ou a não obtenção ou manutenção tempestiva, pode resultar em responsabilização nas esferas administrativa e criminal, multas, perda ou rescisão antecipada de outras autorizações, alvarás e/ou licenças, bem como fechamento de instalações, ou violação de contratos de financiamento e comerciais, o que poderia causar um efeito adverso relevante sobre os resultados operacionais e financeiros da Companhia e sua não obtenção poderá atrasar os projetos de desenvolvimento da produção da Companhia.

A Companhia pode não conseguir atender as cláusulas restritivas (covenants) de seus contratos de empréstimos.

A Companhia está sujeita a determinadas cláusulas restritivas (covenants) existentes em contratos de empréstimos e financiamentos de que é parte ou virá a ser parte, inclusive contratos com clientes, com base em indicadores financeiros e não financeiros. Essas cláusulas restritivas incluem limitações no pagamento de dividendos, resgate ou recompra capital social, aumento do endividamento, venda ativos, criação de certos ônus, transações de venda e relocação, transações com afiliadas, alteração do seu controle acionário, bem como outras restrições de

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

pagamento que afetam subsidiárias. Além disso, a Companhia está sujeita a obrigações relativas à manutenção de garantias, restrições sobre incorporações, aquisições e outras reestruturações societárias, cláusulas de efeito adverso relevante, disposições de alteração de controle, falência, dissolução, recuperação judicial ou extrajudicial.

Dessa forma, caso a Companhia não seja capaz de atender a quaisquer dos *covenants* mencionados acima, poderá ser declarado o vencimento antecipado da dívida afetada. O descumprimento de obrigações relacionadas a uma dívida específica ou o vencimento de uma dívida específica pode causar também o vencimento antecipado de outras dívidas (*cross acceleration* e *cross default*), o que afetaria adversamente os negócios e os resultados operacionais da Companhia, bem como seu fluxo de caixa.

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*.

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

Para mais informações, ver item 10.1.(f) deste Formulário de Referência.

A Companhia pode enfrentar situações de potencial conflito de interesses em negociações com partes relacionadas.

A Companhia possui receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas, especialmente com as suas afiliadas, Potiguar E&P, Recôncavo E&P S.A., SPE Miranga e Recôncavo America LLC, bem como seus acionistas, Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. e PetroSantander Luxembourg Holdings S.à.r.l.. As contratações com partes relacionadas podem gerar situações de potencial conflito de interesses entre as partes. Caso essas situações de conflito de interesses se configurem, poderá haver impacto negativo para os negócios, situação financeira e resultados. Para mais informações acerca da política e das transações com partes relacionadas da Companhia, veja os itens 16.1 e 16.2, respectivamente, deste Formulário de Referência.

A Companhia depende de sistemas de informação para conduzir seus negócios e a falha em proteger esses sistemas contra violações de segurança poderá resultar em acesso indevido a informações confidenciais ou sensíveis e, 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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. Por exemplo, foram divulgadas ameaças de aumentar os ataques cibernéticos contra a infraestrutura de qualquer nação ou organização que retaliou a Rússia por sua invasão da Ucrânia. A Companhia pode ser incapaz de antecipar adequadamente as ameaças à segurança ou de implementar medidas preventivas adequadas. A Companhia não realiza nenhuma outra ação específica para contornar o risco crescente de ataques cibernéticos resultantes do conflito em andamento entre a Rússia e a Ucrânia e não pretende implementar imediatamente nenhuma dessas ações, dada a atual avaliação de risco e o atual escopo geográfico de suas operações. 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 apropriação indevida das informações da Companhia e/ou dos dados pessoais de seus clientes, colaboradores e terceiros e/ou em tempo de inatividade em seus servidores, ou ainda, na divulgação de segredos comerciais e/ou de outras informações comerciais sensíveis, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação da Companhia. Adicionalmente, a Companhia está sujeita a riscos específicos relacionados a incidentes de segurança que afetem dados pessoais.

A Companhia não garante que será capaz de prevenir adequadamente eventuais violações de segurança. A indisponibilidade de sistemas de informação ou o não funcionamento desses sistemas como previsto, por qualquer motivo, pode causar uma interrupção no negócio da Companhia e resultar em desempenho reduzido e aumento de custos operacionais, o que pode ter um efeito adverso na imagem, nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia. Eventual perda de propriedade intelectual, segredos comerciais ou outras informações comerciais sensíveis ou a interrupção das suas operações podem afetar negativamente os resultados financeiros da Companhia.

Diante da própria natureza da internet e de sistemas informáticos, não é possível garantir que não ocorrerão falhas de segurança. Qualquer ocorrência dessa natureza poderá resultar em um efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, sua reputação, seus resultados de operações e acarretar perdas financeiras.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Em 2018, a Companhia foi vítima de dois ataques de cibernéticos de *ransomware*. Na ocasião, alguns sistemas administrativos e dados da Companhia foram encriptados e foi pedido um resgate em *bitcoins* para que fosse disponibilizada a chave de encriptação para recuperação dos arquivos. Não podemos garantir que eventuais ataques futuros da mesma natureza não afetarão adversamente os negócios da Companhia.

Um aumento no uso de fontes alternativas de energia pode afetar substancialmente a demanda por combustíveis fósseis.

É possível observar uma transformação na forma como se produz e consome energia no mundo. Essa transição energética para uma economia de baixo carbono envolve redução nas emissões de CO₂, aplicação de novas tecnologias para aumentar eficiência e produtividade e aumento do uso de outras fontes de energia, como eólica e solar.

Alterações na composição da matriz energética brasileira e o custo para uso de tais fontes alternativas de energia podem afetar a demanda por hidrocarbonetos e combustíveis fósseis, podendo impactar negativamente a Companhia.

Qualquer redução estrutural na demanda por petróleo e gás natural pode ter um impacto negativo sobre nossas receitas, afetando a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Além disso, um aumento significativo no fornecimento de eletricidade gerada a partir de combustíveis alternativos pode resultar na redução do preço da eletricidade para os usuários finais e afetar adversamente a demanda de gás natural como insumo.

A Companhia não pode garantir que aumentos futuros nos preços de energia elétrica, reduções nos preços dos combustíveis alternativos, incentivos para uso de fontes energéticas alternativas ou a geração de eletricidade a partir de tais fontes, não terão um efeito adverso relevante sobre o fluxo de caixa da Companhia e seus resultados operacionais.

Além disso, o desenvolvimento e a implementação de novas tecnologias podem resultar em uma aceleração significativa na migração da composição da matriz energética brasileira. Não podemos prever quando novas tecnologias se tornarão disponíveis, o fluxo de migração e aceitação dessas novas tecnologias e os custos associados para tanto. Os avanços no desenvolvimento de fontes alternativas para a chamada “transição energética” podem reduzir significativamente a demanda por combustíveis fósseis, podendo gerar um efeito adverso relevante nos negócios e desempenho financeiro da Companhia.

O escoamento e transporte dos hidrocarbonetos produzidos pela Companhia envolvem riscos que podem resultar em acidentes e custos operacionais que poderão afetar os resultados operacionais, fluxo de caixa e a situação financeira da Companhia.

Para monetizar o petróleo e o gás natural produzido em seus campos, a Companhia contrata o transporte e escoamento no mercado – o que ocorre principalmente pela via dutoviária e rodoviária. A interrupção dos serviços contratados de transporte devido a situações climáticas adversas, greves, bloqueios, atrasos ou outros incidentes podem prejudicar a capacidade da Companhia de movimentar os hidrocarbonetos produzidos até seu cliente.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 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 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 de poder ser utilizada como fundamento para o ajuizamento de demandas administrativas e judiciais por parte de titulares de dados caso entendam que seus dados pessoais foram tratados em desconformidade com a legislação ou em caso de incidentes de segurança.

Como coletamos, armazenamos, processamos e usamos informações pessoais e de funcionários e clientes e outros dados de usuários em nossos negócios, devemos cumprir com todas as leis de privacidade e proteção de dados pessoais.

A percepção de negligência com o tema de proteção de dados, válida ou não, pode nos afetar adversamente. Devemos garantir que qualquer tratamento, coleta, uso, armazenamento,

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

compartilhamento, transferência e descarte de dados pessoais pelos quais somos responsáveis estejam em conformidade com as leis aplicáveis de proteção de dados. Não podemos garantir que nossas práticas de tratamento de dados pessoais serão aceitas como adequadas e suficientes pelas autoridades governamentais e pelo Poder Judiciário. Eventuais sanções administrativas ou condenações judiciais podem causar impactos financeiros relevantes, além de poderem afetar adversamente nossa reputação no mercado, podendo culminar na perda de contratos com atuais parceiros, fornecedores ou clientes, ou na dificuldade de contratarmos com novos parceiros, fornecedores ou clientes.

Qualquer violação de segurança, ou qualquer falha envolvendo o uso indevido, perda ou outra divulgação não autorizada de dados pessoais, bem como qualquer falha ou aparente falha em cumprir as leis, políticas, obrigações legais ou padrões da indústria em relação à privacidade e proteção de dados podem prejudicar nossa reputação, nos expor a riscos e responsabilidades legais, sujeitar-nos a publicidade negativa, interromper nossas operações e prejudicar nossos negócios. Não podemos garantir que nossas medidas de segurança evitarão vazamento de dados pessoais, incidentes de segurança, ou que a falha em os evitar não terá um efeito adverso relevante sobre nós.

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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Assim, falhas de segurança e quaisquer outras falhas na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia e suas controladas, 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 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

ser revistas e tanto os dividendos recebidos, quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso dos juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada no futuro, impactando o valor líquido a ser recebido pela Companhia a título de participação nas suas controladas e pelos nossos acionistas a título de participação nos nossos resultados.

A Companhia e suas controladas Recôncavo E&P e Potiguar E&P gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. A controlada SPE Miranga gozará do mesmo benefício caso seja aprovado pela SUDENE e homologado pela Receita Federal. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta “reserva de lucros – incentivos fiscais” e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias, não sendo possível a distribuição de lucros.

Adicionalmente, o contrato de empréstimo celebrado pela Companhia e sua controlada Potiguar E&P com instituições financeiras, em 2 de dezembro de 2019 e aditado em 31 de março de 2021 e em 7 de junho de 2022 (*Credit Agreement*) restringe a distribuição de dividendos pela Companhia e suas controladas, 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 10.1(f) deste Formulário de Referência.

A política de remuneração dos executivos da Companhia está vinculada ao desempenho e à geração de resultados da Companhia, podendo assim levar os executivos a tomar decisões não alinhadas com a estratégia de longo prazo da Companhia.

O fato de a remuneração de executivos da Companhia estar vinculada ao desempenho , à geração de resultados da Companhia e/ou à cotação das ações da Companhia pode levá-los a dirigir os negócios e atividades da Companhia e das suas controladas de maneira desalinhada à estratégia de longo prazo da Companhia, não coincidindo com os interesses dos seus acionistas que tenham uma visão de investimento de longo prazo em relação às ações de emissão da Companhia, o que pode impactar tais acionistas de maneira negativa.

Para mais informações sobre a remuneração dos executivos da Companhia, vide seção 13 deste Formulário de Referência.

(b) Riscos Relacionados ao Controlador, direto ou indireto, ou Grupo de Controle

Não aplicável.

(c) Riscos Relacionados a Seus Acionistas

A Companhia não possui um acionista controlador ou grupo de controle, o que poderá torná-la suscetível a alianças entre acionistas, conflitos entre acionistas e outros eventos decorrentes da ausência de um acionista controlador ou grupo de controle.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Verificada a inexistência de um acionista controlador ou de um grupo de controle, é possível que se formem alianças ou acordos paralelos entre os acionistas, o que poderia ter efeito semelhante à formação de um grupo de controle. Nessa hipótese, poderíamos sofrer mudanças repentinas e inesperadas das nossas políticas corporativas e estratégias, inclusive através de mecanismos como a substituição dos administradores.

A ausência de um acionista controlador ou de um grupo de controle poderá dificultar certos processos de tomada de decisão, pois poderá não ser atingido o quórum mínimo exigido por lei para determinadas deliberações.

Adicionalmente, qualquer mudança repentina ou inesperada em nossa equipe de administradores, em nossa política empresarial ou direcionamento estratégico, tentativa de aquisição de controle ou qualquer disputa entre acionistas concernente aos seus respectivos direitos podem afetar adversamente a Companhia e o valor de suas ações, bem como podem afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais.

(d) Riscos Relacionados a Suas Controladas e Coligadas

Eventual inadimplemento em decorrência da inobservância de obrigações assumidas pela Companhia em contratos financeiros pode acarretar o vencimento antecipado dessas obrigações bem como a excussão de ativos relevantes para a Companhia.

A Companhia e sua controlada Potiguar E&P celebraram, em 2 de dezembro de 2019 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, controlada da Companhia, foram alienadas fiduciariamente, bem como outros bens e direitos creditórios e emergentes da Potiguar E&P foram onerados em favor dos credores. Na hipótese de inadimplemento de tais obrigações, os credores poderão proceder à excussão das garantias, situação em que a Potiguar E&P e demais ativos onerados poderão ser vendidos. Em 31 de março de 2022, o saldo devedor dessa dívida era de R\$597,5 milhões. Para mais informações do endividamento da Companhia, ver item 10.1(f) deste Formulário de Referência.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 às nossas controladas. Para mais informações vide também o fator de risco “*A participação da Companhia em consórcios resulta em riscos adicionais, inclusive no que tange a potenciais problemas de ordem financeira e de relacionamento com os parceiros da mesma. As parcerias da Companhia podem não ser bem-sucedidas em função de fatores diversos*” deste item 4.1 deste Formulário de Referência. Adicionalmente, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio podem ser revistas, caso em que, tanto os dividendos recebidos quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso de juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada, impactando o valor líquido a ser recebido pela Companhia e pelos acionistas.

(e) Riscos Relacionados a seus Fornecedores

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de petróleo e gás natural está sujeito a excesso de custos e atrasos.

Historicamente, projetos de petróleo e gás natural apresentaram aumentos e excessos de custo de capital devido, dentre outros fatores, à indisponibilidade ou ao alto custo de equipamentos, materiais e pessoal essenciais e serviços de campo de petróleo. O custo de execução de projetos pode não ser adequadamente orçado e depende de vários fatores, inclusive a conclusão de estimativas detalhadas de custo e de custos finais de engenharia, contratação e aquisição de equipamentos e engajamento de fornecedores competentes. O desenvolvimento de projetos pode ser negativamente afetado por um ou mais fatores comumente associados a projetos industriais de grande escala, tais como:

- Falta de equipamento, materiais e mão-de-obra;
- Oscilações nos preços de material de construção;
- Atrasos na entrega de equipamentos e materiais;
- Disputas trabalhistas;
- Acontecimentos políticos;
- Bloqueios ou embargos;
- Litígios;

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

- 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. Tais planos e programas são previamente aprovados pela ANP antes de serem iniciadas as atividades neles previstas. Em quaisquer dos casos mencionados acima ou no caso de atrasos no cronograma, os concessionários serão obrigados a alterar os escopos dos planos e/ou programas já aprovados pela ANP e apresentar um plano ou programa revisado, descrevendo as alterações, sendo que tais planos e/ou programas deverão ser submetidos à ANP para nova aprovação. Discussões com a ANP relacionadas à planos ou programas de trabalho podem consumir tempo e impactar as operações. Ademais, a falha do concessionário em apresentar tempestivamente planos ou programas de trabalho perante a ANP, bem como quaisquer falhas no cumprimento dos referidos planos ou programas

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

de trabalho, levará a imposição de multas 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

No mesmo sentido, a Companhia pode, em determinadas circunstâncias que configurem sua culpa na escolha de fornecedores e prestadores de serviço, ser responsabilizada por infrações administrativas ambientais ou crimes ambientais cometidos por tais fornecedores e prestadores em conexão com as operações da Companhia, bem como pode ser responsabilizada por tratamento de dados em desconformidade com a legislação ou quando os fornecedores e prestadores sofrerem incidentes de segurança que afetem dados pessoais de titulares relacionados à Companhia, o que também poderá afetar adversamente os resultados e 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 aos 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 três estados do Nordeste (Potigás, PBGás e Bahiagás) 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 e a Nacional Gas Butano.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 7.2 deste Formulário de Referência.

No Brasil, a Petrobras é a principal fornecedora de óleos básicos, a principal distribuidora de combustível e a empresa dominante no setor de gás natural. No evento de interrupção significativa das suas atividades, nossas operações e vendas podem ser materialmente afetadas.

A Petrobras é a principal fornecedora de combustível no Brasil e as políticas de distribuição estabelecidas por ela afetam diretamente a matriz energética brasileira. A Petrobras também 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 (incluindo no âmbito da operação Lava Jato). 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 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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. Além dos efeitos da COVID-19, 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.

Adicionalmente, a Companhia não consegue garantir que outros surtos regionais e/ou globais não acontecerão. Além disso, novas ondas da COVID-19 poderão se alastrar. A Companhia não pode prever o comportamento dos preços futuros de petróleo e gás natural. Eventual enfraquecimento da demanda global e outros fatores podem reduzir显著mente 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 significativa dos investimentos de capital da Companhia pode afetar negativamente a capacidade

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

da Companhia de substituir suas reservas de petróleo. Para mais detalhes, fazer referência ao item "(k) Riscos Macroeconômicos" abaixo.

O setor de óleo e gás natural depende da existência de reservas e do crescimento da capacidade de produção em reservas conhecidas.

Como petróleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta, desenvolvimento e aquisição de outras reservas. Caso a Companhia não adquira ou desenvolva novas reservas, ou caso a Companhia não consiga aumentar o crescimento da capacidade de produção de reservas conhecidas, especialmente em campos maduros, seus resultados, condição financeira e negócios serão adversa e materialmente afetados.

(h) Riscos Relacionados à Regulação dos Setores em que a Companhia Atue

Companhias de petróleo e gás natural no Brasil não são proprietárias de nenhuma das reservas de petróleo e gás natural.

Sob a lei brasileira, o Governo Federal detém todas as reservas de petróleo e gás natural no Brasil, restando à concessionária apenas o petróleo e gás natural que ela produz. A Companhia e suas controladas adquiriram o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas nas áreas mencionadas no item 9.1, por meio da celebração de contratos de concessão com a ANP. Caso o Governo Federal venha a restringir ou impedir as concessionárias, incluindo a Companhia, de explorar e explotar essas reservas de petróleo e gás natural, o que deverá ser feito através de alteração do arcabouço legal atualmente em vigor, a capacidade de geração de receita pela Companhia seria afetada, o que teria um efeito material adverso sobre seus resultados operacionais e condição financeira.

Os contratos de concessão, por meio dos quais as companhias no Brasil são autorizadas a produzir petróleo e gás natural de diversos reservatórios, estão sujeitos, em determinadas circunstâncias, a hipóteses de término antecipado ou à não renovação da concessão.

Término antecipado

Dentre as hipóteses de término antecipado dos contratos de concessão detidos pela Companhia podem-se citar: (i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo, e (ii) falência do concessionário.

Caso haja o término antecipado de quaisquer dos contratos de concessão em decorrência das situações elencadas acima, não será devida pela ANP qualquer compensação e, ainda, poderão ser aplicadas multas ou outras penalidades à concessionária em determinadas situações, caso esta tenha dado causa à rescisão.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

O término dos contratos de concessão dos quais a Companhia é parte pode ter um efeito material adverso em sua condição financeira e resultados operacionais. Para informações adicionais sobre os principais termos e condições dos contratos de concessão da Companhia, vide item 9.1 e deste Formulário de Referência.

Não renovação da concessão

A duração total dos contratos de concessão é igual à soma do período decorrido desde a data de entrada em vigor do contrato de concessão até a declaração de comercialidade respectiva mais o período de 27 anos. A essa duração total se acrescentam automaticamente os períodos de extensão que venham a ser autorizados para as áreas de desenvolvimento de campos produtores.

No que se refere às concessões atreladas ao Polo Riacho da Forquilha, cuja concessionária é a controlada Potiguar E&P, os prazos de vencimento dos contratos são: (i) Vencimento em 2025: Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Brejinho, Cachoeirinha, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Janduí, Juazeiro, Livramento, Lorena, 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; (vi) Vencimento em 2036: Cardeal; (vii) Vencimento em 2037: Trinca Ferro; (viii) Vencimento em 2038: Patativa; (ix) Vencimento em 2040: Maçarico e Paturi; e (x) Vencimento em 2041: Sibite.

A Potiguar E&P solicitou prorrogação das concessões referentes aos campos de Baixa do Algodão, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Três Marias, Varginha e Upanema. As concessões que se referem aos campos de Boa Esperança, Leste de Poço Xavier e Pajeú foram prorrogadas até 2052, 2036 e 2035, respectivamente, e as demais estão aguardando a aprovação do pleito pela ANP.

No caso das concessões da Recôncavo E&P 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 Recôncavo E&P, o término do contrato está previsto para 2036.

No que se refere às 12 concessões da Petroreconcavo SA, os campos de Brejinho, Canabrava, 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.

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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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

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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Quaisquer dessas responsabilidades, penalidades, suspensões, términos ou mudanças regulatórias podem ter um efeito material adverso na condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Para informações adicionais relativas aos “Efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades da Companhia”, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

Dificuldades em obter licenciamento ambiental podem sujeitar a Companhia a um aumento significativo de custos, 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Os custos relacionados ao descomissionamento e abandono dos ativos são desconhecidos e podem ser prejudiciais à capacidade da Companhia de concentrar capital em outros negócios.

A Companhia é responsável pelos custos associados à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área, isto é, a todos os custos relativos ao “descomissionamento” de instalações utilizadas para a produção 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 e suas subsidiárias atualmente são responsáveis por todos os custos de descomissionamento e abandono relativos a todos os poços localizados nos campos objeto das concessões da Companhia de acordo com sua participação em cada campo.

A Companhia não pode garantir que eventuais custos de descomissionamento de seus ativos (ou de ativos em processo de aquisição) não irão exceder as suas expectativas e não venham a causar um efeito material adverso no negócio e resultado da Companhia.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Os resultados operacionais da Companhia poderão ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira, por resultados desfavoráveis de contingências tributárias ou pela modificação, suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais.

As autoridades fiscais brasileiras implementam regularmente mudanças no regime tributário que podem nos afetar, eis que podem impactar o nosso negócio. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas vigentes, postergações de datas de vencimento de tributos e, ocasionalmente, a criação de impostos temporários e permanentes. Algumas dessas mudanças podem aumentar, direta ou indiretamente, nossa carga tributária, o que pode restringir nossa capacidade de fazer negócios e, portanto, impactar de maneira material e adversa nossos negócios e resultados operacionais.

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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Nós estamos sujeitos a fiscalizações pelas autoridades fiscais nas esferas federal, estadual e municipal. Como resultado de tais fiscalizações, as posições fiscais da Companhia podem ser questionadas pelas autoridades fiscais. A Companhia não pode garantir que constituirá ou manterá os provisionamentos para tais processos, nem que os provisionamentos existentes serão corretos, ou que não haverá identificação de exposição fiscal adicional, e que não será necessária constituição de reservas fiscais adicionais para qualquer exposição fiscal. Qualquer aumento no montante da tributação como resultado das contestações às posições fiscais da Companhia pode afetar adversamente os seus negócios, os seus resultados operacionais e a sua condição financeira.

As autoridades fiscais brasileiras intensificaram, recentemente, o número de fiscalizações. Existem diversas questões fiscais objeto de preocupação das autoridades brasileiras e com relação às quais as autoridades brasileiras regularmente fiscalizam as empresas, incluindo controle de estoque, despesas de amortização de ágio, reestruturação societária e planejamento tributário, entre outros. Quaisquer processos judiciais e administrativos relacionados a assuntos fiscais perante os tribunais, incluindo o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais ("CARF") e tribunais administrativos estaduais e municipais, podem afetar negativamente a Companhia.

Alem 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 Socioambientais

As atividades da Companhia estão sujeitas à regulamentação socioambiental, de segurança e de saúde, a qual pode se tornar mais rígida no futuro e causar um aumento das responsabilidades e gastos de capital, inclusive indenização e multas por dano socioambiental.

As atividades da Companhia estão sujeitas à legislação federal, estadual e municipal, as quais poderão se tornar mais restritivas. O não cumprimento de tais leis e regulamentos pode sujeitar

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

o infrator a sanções administrativas, cíveis e criminais. Adicionalmente, a Companhia poderá estar sujeita à obrigação de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente, aos empregados próprios, aos terceirizados, aos superficiários e às comunidades localizadas no entorno de áreas afetadas direta ou indiretamente por suas atividades. Por estar sujeita à responsabilidade de natureza ambiental, o pagamento de sanções ou obrigações pela Companhia poderá significar uma redução dos fundos disponíveis à Companhia ou poderia representar um efeito adverso significativo sobre seu negócio. Caso não seja possível evitar ou reparar danos ambientais, a Companhia poderá ser obrigada a pagar indenizações correspondentes a tais danos, ou mesmo a suspender suas operações. Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, em caso de ausência de recursos financeiros para assegurar eventual recuperação ambiental ou indenização de natureza ambiental, poderá ocorrer desconsideração da personalidade jurídica da Companhia, de modo a permitir que a dívida alcance o patrimônio de integrantes do seu quadro social. O descumprimento de regulamentações sócioambientais pela Companhia pode causar impacto adverso em seus negócios, na sua reputação, no resultado de suas operações ou na sua condição financeira.

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparação de danos ambientais, na imposição de sanções administrativas e criminais e/ou em danos reputacionais

A não observância das leis e regulamentos ambientais por parte da Companhia ou de suas subsidiárias pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza criminal e administrativa, bem como na obrigação de responder por prejuízos causados a terceiros, incluindo eventuais comunidades localizadas no entorno de áreas afetadas direta ou indiretamente, resultando em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à sua reputação. A ausência de responsabilidade em uma de tais esferas (i.e., civil, administrativa ou criminal) não isenta, necessariamente, o agente de responsabilidade nas demais, na medida em que são independentes. Considerando que há possibilidade de advir legislação ou regulamentação ambiental mais severa no decorrer do tempo, seja pela aprovação de novas normas ou por interpretações mais rígidas das leis e regulamentos existentes, a Companhia pode incorrer em despesas adicionais relativas a *compliance* ambiental, ter atrasos nos projetos ou dificuldade em obter todas as licenças e autorizações necessárias para a implantação de estruturas e/ou o desempenho de suas atividades.

Ademais, atrasos ou indeferimentos de licenças ou autorizações, bem como de pedidos de renovação, pelos órgãos ambientais licenciadores poderão afetar os resultados operacionais da Companhia de forma negativa.

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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A legislação brasileira estabelece que poderá ser responsabilizado na esfera cível de forma objetiva aquele que direta ou indiretamente cause degradação ambiental ou aquele que se beneficie ou desenvolva a atividade causadora da degradação, impondo o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A Companhia pode, também, ser considerada responsável, inclusive criminalmente, pelos danos potenciais e riscos associados a irregularidades ambientais que ocorram em áreas de terceiros ou em áreas vizinhas às suas atividades e que tenham sido afetadas em razão da atividade da Companhia.

Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, pode haver a desconsideração da personalidade jurídica da Companhia para assegurar que recursos financeiros suficientes estejam disponíveis para a reparação ou indenização de danos causados ao meio ambiente ou a terceiros. Nesse sentido, diretores, administradores, gerentes, acionistas, entre outros podem, juntamente com a pessoa jurídica, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir ou levar a Companhia a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre o fluxo de caixa, a imagem e os resultados da Companhia.

Acordos governamentais internacionais, novas tendências do mercado de energia ou mudanças climáticas poderão afetar as atividades operacionais ou os resultados da Companhia.

As atividades da Companhia estão sujeitas à evolução dos padrões da indústria, convenções internacionais e exigências relacionadas com a proteção do meio ambiente. Convenções internacionais poderão introduzir restrições às atividades petrolíferas. Com a crescente ação global para abrandar as alterações climáticas, novas abordagens regulatórias para redução de emissões de gases associados às atividades de produção de petróleo e gás podem ser desenvolvidas, podendo exigir que a Companhia incorra em custos significativos, que podem ter um impacto negativo na lucratividade dos seus projetos, além de gerar incertezas e exposições a riscos financeiros, operacionais e de reputação, impactando diretamente os resultados financeiros da Companhia.

Podemos ser responsabilizados solidariamente pelos danos ambientais causados por nossos fornecedores e parceiros, o que poderá nos afetar adversamente.

A obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente é tratada, especialmente, pela Política Nacional do Meio Ambiente (Lei Federal nº 6.938/81). A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de recuperação do meio ambiente ou, na sua impossibilidade, de resarcimento 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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.

Decisões desfavoráveis em inquéritos, autos de infração e processos administrativos ou ações judiciais de natureza ambiental podem causar efeitos adversos para a Companhia

A Companhia é ré em processos e procedimentos administrativos e ações judiciais e poderá ser, no futuro, assim como seus administradores, ré em novos processos e procedimentos administrativos e ações judiciais que envolvam matéria ambiental. Os resultados desses processos podem ser desfavoráveis aos negócios e à imagem da Companhia, podendo resultar na suspensão de suas atividades até que sejam cumpridas as determinações administrativas e/ou judiciais ou mesmo impossibilitar a continuidade de determinado projeto.

A Companhia não pode garantir que as decisões destes processos lhe serão favoráveis, ou, ainda, que constituirá ou manterá provisionamento, parcial ou total, suficiente para todos os passivos eventualmente decorrentes destes processos. Decisões contrárias aos interesses da Companhia, que impeçam a realização dos seus negócios como inicialmente planejados ou que eventualmente alcancem valores substanciais e não tenham provisionamento adequado podem causar um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia. Para mais informações, ver itens 4.3 a 4.7 deste Formulário de Referência.

(k) Riscos Macroeconômicos

O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como o atual coronavírus (COVID-19) 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, houve redução extremamente significativa da demanda mundial de petróleo, ocasionando queda sem precedentes históricos em seu preço, de até 80,2% em 31 de dezembro de 2020 em comparação ao preço em 31 de dezembro de 2019, de acordo com informações publicadas pela Platt's Oilgram Price Report. O mercado segue com

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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.

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde decretou a pandemia decorrente da COVID-19, cabendo aos seus países membros estabelecerem as melhores práticas para as ações preventivas e de tratamento aos infectados. Como consequência, o surto da COVID-19 resultou em medidas restritivas relacionadas ao fluxo de pessoas impostas pelos governos de diversos países em face da ampla e corrente disseminação do vírus, incluindo quarentena e *lockdown* ao redor do mundo. Como consequência de tais medidas, os países impuseram restrições às viagens e transportes públicos, fechamento prolongado de locais de trabalho, medidas destinadas à prevenção, controle dos riscos de transmissão no ambiente de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos, fechamento do comércio e redução de consumo de uma maneira geral pela população, o que pode resultar na volatilidade no preço de matérias-primas e outros insumos, fatores que conjuntamente podem ter um efeito adverso relevante na economia global e na economia brasileira.

Adicionalmente, a pandemia da COVID-19 pode causar interrupções materiais em nossos negócios e operações no futuro como resultado de, entre outras coisas, quarentenas, ataques cibernéticos, absenteísmo de trabalhadores como resultado de doença ou outros fatores como medidas de distanciamento social e viagens, ou outras restrições. Se uma porcentagem significativa de nossa força de trabalho for incapaz de trabalhar, inclusive por causa de doenças ou viagens ou restrições governamentais relacionadas à pandemia, nossas operações poderão ser afetadas negativamente. Períodos de acordos de trabalho remoto também podem 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Qualquer mudança material nos mercados financeiros ou na economia brasileira como resultado desses eventos mundiais pode diminuir o interesse de investidores nacionais e estrangeiros em valores mobiliários de emissores brasileiros, incluindo os valores mobiliários de emissão da Companhia, o que pode afetar adversamente o preço de mercado de tais valores mobiliários e também pode dificultar o acesso ao mercado de capitais e financiamento das operações da Companhia no futuro em termos aceitáveis.

O Governo Federal exerceu e continua exercendo significativa influência na economia brasileira.

As condições políticas e econômicas afetam diretamente os negócios da Companhia e podem afetá-la adversamente. Políticas macroeconômicas impostas pelo Governo Federal podem ter impactos significativos sobre as companhias brasileiras, inclusive sobre nós, bem como nas condições de mercado e preços de valores mobiliários no Brasil. O Governo Federal tem frequentemente modificado as políticas monetárias, de crédito, fiscal, entre outras para influenciar a condução da economia do Brasil. As ações do Governo Federal para controlar a inflação envolveram, por vezes, o controle de salários e preços, a restrição ao acesso a contas bancárias, o bloqueio de contas bancárias, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre importações e exportações de mercadorias.

A Companhia não tem qualquer controle ou forma de prever quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá tomar no futuro, nem pode fazer qualquer previsão nesse sentido. Os negócios, situação financeira, resultados operacionais e perspectivas da Companhia, bem como o preço de mercado de suas ações poderão ser prejudicados pelas alterações da política pública nas esferas federal, estadual e municipal, que afetem: inflação; flutuações nas taxas de câmbio; controles de câmbio e restrições sobre remessas para o exterior (incluindo no que diz respeito ao pagamento de dividendos; taxas de juros; liquidez de mercados nacionais financeiros, de crédito e capital; expansão ou contração da economia brasileira, conforme medida pelas taxas de crescimento do PIB; políticas fiscais; e outros acontecimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetam o Brasil). Medidas e políticas governamentais para combater a inflação, em conjunto com a especulação pública sobre tais políticas e medidas, muitas vezes tiveram efeitos adversos sobre a economia brasileira, contribuindo para a incerteza econômica no Brasil e o aumento da volatilidade do mercado de ações brasileiro. As medidas do governo brasileiro para controlar a inflação geralmente envolveram controles de preços e salários, desvalorizações cambiais, controles do fluxo de capital, limites sobre as importações e outras ações. Se a inflação aumentar a uma taxa maior que a das vendas líquidas da Companhia, os seus custos poderão aumentar e as suas margens operacionais e líquidas diminuirão. 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

intervenções governamentais, ou, ainda, ações para controlar os efeitos da COVID-19, podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de suas ações ordinárias.

Instabilidade política tem afetado adversamente a economia brasileira, o que poderá afetar os negócios e resultados operacionais da Companhia, bem como o preço de negociação 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, consequentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo os da Companhia. A Companhia não pode prever quais políticas o Presidente irá adotar, muito menos se tais políticas ou mudanças nas políticas atuais poderão ter um efeito adverso sobre nós ou sobre a economia brasileira.

O 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 Brasil realizará eleições presidenciais, federais e estaduais em outubro de 2022 e não há garantias de que essas eleições não causarão mais instabilidade na economia brasileira, nos mercados de capitais ou no preço comercial de ações de emissão da Companhia. Essas

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

incertezas e volatilidade podem prejudicar os negócios, os resultados operacionais e a condição financeira da 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 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Adicionalmente, a Companhia está sujeita a impactos decorrentes da tensão política entre os Estados Unidos, Irã e Iraque, bem como demais conflitos correlatos no Oriente Médio. Caso haja uma escalada nas tensões e sanções entre os Estados Unidos, Irã, Iraque, e possivelmente, países europeus, o preço do petróleo poderá aumentar, afetando assim o mercado de *commodities* e de energia no Brasil e no mundo, o que poderá elevar os custos operacionais da Companhia e as despesas dos consumidores e, portanto, afetar adversamente os resultados operacionais e a situação financeira da Companhia.

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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 subsequentes 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 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

- Em dezembro de 2015, a Moody's colocou os ratings Baa3 do Brasil em análise, citando tendências macroeconômicas negativas e uma deterioração das condições fiscais do governo. Posteriormente, em fevereiro de 2016, a Moody's rebaixou os ratings do Brasil para abaixo do grau de investimento, para Ba2 com perspectiva negativa, citando a perspectiva de deterioração adicional no serviço da dívida do Brasil em um ambiente negativo ou de baixo crescimento, além de desafiar a dinâmica política. Em abril de 2018, a Moody's manteve o rating de crédito do Brasil em Ba2, mas mudou sua perspectiva de negativa para estável, o que manteve em setembro de 2018, citando expectativas de novos cortes nos gastos do governo.
- A Fitch também rebaixou o rating de crédito soberano do Brasil para BB + com perspectiva negativa em dezembro de 2015, citando o déficit orçamentário em rápida expansão do país e a recessão pior que a esperada e fez um rebaixamento ainda maior em maio de 2016 para BB com perspectiva negativa, que manteve em 2017 e rebaixou para BB- em fevereiro de 2018. Em agosto de 2018, a Fitch manteve seu rating em BB-, mas mudou sua perspectiva de negativa para estável. Em maio de 2019, a Fitch manteve e reafirmou a perspectiva dada anteriormente.
- A Fitch manteve a classificação de crédito soberano do Brasil em BB- mudando a perspectiva de estável para negativa em maio de 2020, citando a deterioração do cenário econômico e fiscal brasileiro e o risco de que cada um deles possa piorar devido à incerteza política reiniciada, além das incertezas quanto à duração e intensidade da pandemia da COVID-19.
- 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

ao dólar norte-americano pode levar a uma redução do consumo e a um crescimento econômico mais lento. Por outro lado, a valorização do real frente ao dólar e outras moedas estrangeiras pode resultar no agravamento da balança comercial brasileira, bem como na desaceleração do crescimento das exportações. Dependendo das circunstâncias, a desvalorização ou apreciação do real pode ter um efeito material e negativo sobre o crescimento da economia brasileira, bem como sobre os negócios da Companhia. Para mais informações, ver item 4.2 deste Formulário de Referência.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

4.2 – Descrição dos principais riscos de mercado

Risco de taxa de câmbio

Este risco está atrelado à possibilidade de alteração nas taxas de câmbio, afetando a despesa (ou receita) e o saldo passivo (ou ativo) de contratos que tenham como indexador uma moeda estrangeira.

A Companhia efetua algumas transações em moeda estrangeira, o que gera exposição às variações nas taxas de câmbio.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 97% (2020, 96%; 2019, 88%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de suas controladas estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento, dado que se referiam à venda de petróleo que está atrelada ao preço do “Brent”, que por sua vez é cotado em dólares norte-americanos. Já a maior parte dos custos da Companhia estava denominada em reais. Além disso, a controlada da Companhia localizada nos Estados Unidos da América, Recôncavo America LLC, possui alguns ativos financeiros em dólar norte-americano (depósitos bancários e aplicações financeiras), os quais são convertidos para reais na data do balanço. A Controlada Potiguar adquiriu em 25 de abril de 2019, empréstimo em dólares norte-americanos com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000 mil, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o valor desembolsado foi de US\$195.428 mil.

Em dezembro de 2021, a empresa passou a registrar no seu balanço parcelas diferidas/contingentes de aquisições de ativos cujo valor está atrelado ao dólar.

Na Controladora, foram reconhecidos US\$5.000 mil que serão pagos em dezembro de 2022, enquanto na Potiguar E&P e na SPE Miranga foram reconhecidos, respectivamente, US\$56.232 mil e US\$165.100 mil.

No período de três meses findos em 31 de março de 2022, 97% (31 de março de 2021, 98%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de suas controladas estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento, dado que, para o petróleo, se referiam à venda de petróleo que está atrelada ao preço do Brent, que por sua vez é cotado em dólares norte-americanos, e para o gás natural, estariam vinculadas a contratos de preços fixos em dólares. O único contrato, nesse período, cuja precificação se encontrava em reais se referia à venda de GLP.

Já a maior parte dos custos da Companhia estava denominada em Reais. Além disso, a controlada da Companhia localizada nos Estados Unidos da América, Reconcavo America LLC, possui alguns ativos financeiros em dólar norte-americano (depósitos bancários), os quais são convertidos para Reais na data do balanço. A Controlada Potiguar adquiriu em 25 de abril de 2019, empréstimo em dólares norte-americanos com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000 mil, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o valor desembolsado foi de US\$195.428 mil.

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. Na Controladora, foram reconhecidos US\$5.000 que serão pagos em dezembro de 2022, enquanto na Potiguar E&P e na SPE Miranga foram reconhecidos, respectivamente, US\$56.232 mil e US\$165.100 mil.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Atualmente a Companhia não está coberta contra variações na taxa de câmbio. Análise de sensibilidade - moeda estrangeira

Consolidado						
		Taxa	Exposição em moeda		Cenário A	Cenário B
Em 31/12/2021 - Saldos	Risco	(a)	estrangeira - R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Caixa e equivalentes de caixa	Alta do US\$	5,5943	573.155	574.573	718.216	861.860
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,5943	762.081	763.965	954.956	1.145.947
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,5943	1.263.049	1.266.173	1.582.716	1.899.260
Efeito no resultado				(3.590)	(367.481)	(731.372)

- (a) A taxa de conversão (R\$5,5943 para US\$1,00) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável, foram obtidas no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do contrato futuro de dólar para dezembro de 2022. Em 31 de dezembro de 2021 a taxa era de R\$5,5805.
- (b) O cenário A considera uma desvalorização do Dólar norte-americano em 25% sobre o real e o cenário B uma desvalorização de 50% sobre o dólar efetivo de 31 de dezembro de 2021.

Consolidado						
		Taxa	Exposição em moeda		Cenário A	Cenário B
Em 31/03/2022 - Saldos	Risco	(a)	estrangeira - R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,3748	589.182	668.398	736.479	883.775
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,3748	1.079.715	1.224.883	1.349.645	1.619.574
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,3748	577.631	655.293	722.039	866.447
Efeito no resultado				(143.613)	(267.041)	(534.082)

- (a) A taxa de conversão (R\$ para US\$) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável foi obtida na B3 e corresponde à taxa do contrato futuro de dólar para março de 2023. Em 31 de março de 2022 a taxa era de R\$4,7378.
- (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 março de 2022.

Risco de taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade de a Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta das flutuações nas taxas de juros que são aplicadas a seus ativos (aplicações) ou passivos (empréstimos) no mercado.

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, vinculadas à variação do CDI.

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

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Risco dos preços das commodities

Durante o período de três meses findos em 31 de março de 2022, 62% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (31 de março de 2021, 96%).

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

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, 97% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo "Brent", cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (2020, 96%).

Vale ressaltar que, dentro desse percentual, também se encontram contratos de venda de gás natural, conforme destacado na sensibilidade abaixo.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 96% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo *Brent*, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 87% (2018, 89%) das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo *Brent*, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 3% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço de venda do gás natural commodity no Estado da Bahia, mais especificamente, ao preço de venda do gás natural commodity de uso industrial pela Petrobras para a distribuidora legal, Bahiagás.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 9% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço de venda do gás natural commodity no Estado da Bahia, mais especificamente, ao preço de venda do gás natural commodity de uso industrial pela Petrobras para a distribuidora legal, Bahiagás (2018, 6%).

Análise de sensibilidade - preços das commodities

Em 31/12/2021	Risco redução do preço do:	Preço (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Receita operacional bruta - Petroleo	"Brent"	477,95	1.743.474	1.000.176	629.912
Receita operacional bruta - Gás	Gás natural	387,05	66.464	39.819	26.546
Instrumentos financeiros - Hedge			(326.578)	60.156	252.801
Total			1.483.360	1.100.150	909.259
Provável efeito no resultado			193.509	(189.701)	(380.592)

(a) Os preços das "commodities" utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável, em dólar norte-americano, foram obtidos na agência de precificação de "commodities" S&P Global Platts e na ICE e convertidas em real pela média do ano de 2021.

(b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre o preço médio do "Brent" de 2021.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Em 31/03/2022	Risco	Preço (a)	Consolidado			Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
			Cenário Contábil	Provável			
Receita operacional bruta - Petróleo	Baixa do Brent	99,98	635.155	635.181	465.747	296.338	
Instrumentos financeiros - Hedge	Baixa do Brent	99,98	(85.230)	(117.008)	(32.959)	29.045	
Total			549.925	518.173	432.788	325.383	
Provável efeito no resultado					(31.752)	(117.137)	(224.542)

- (a) Os preços das commodities utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas na agência de precificação de commodities S&P Global Platts, e representam a média dos próximos 12 meses.
- (b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre o preço do Brent e do gás natural demonstrados no cenário contábil.

No exercício corrente, a controlada Potiguar designou determinados contratos a termo de “commodity” como “derivativo” de fluxo de caixa de vendas com alta probabilidade. Uma vez que os termos críticos (isto é, quantidade, vencimento e fator subjacente) dos contratos a termo de “commodity” e seus correspondentes itens objetos de “derivativo” são os mesmos, a Companhia conduz uma avaliação qualitativa da efetividade e espera-se que o valor justo dos contratos a termo de “commodity” e o valor dos correspondentes itens objeto de “derivativo” mudem sistematicamente na direção oposta em resposta às movimentações no preço da “commodity” subjacente.

As tabelas a seguir descrevem os contratos a termo de “commodity” em aberto no final do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e ao final do período findo em 31 de março de 2022, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de “derivativo”. Os contratos a termo de “commodity” estão apresentados na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos” no balanço patrimonial (para mais informações, ver nota explicativa nº 15 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021):

Hedges de fluxo de caixa

Instrumentos de “hedge” contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/12/2021	Valor justo dos instrumentos de hedge		
		Quantidade 31/12/2021	31/12/2021	
			US\$/barril	Em barris
Menos de 3 meses	56,61	510.520		(61.145)
De 3 a 6 meses	55,56	482.680		(55.997)
De 6 a 12 meses	53,71	1.004.217		(113.983)
De 1 a 2 anos	52,66	1.796.100		(178.883)
De 2 a 3 anos	58,18	1.012.250		(54.676)
Total	54,75	4.805.767		(464.684)

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Instrumentos de “hedge” contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médiodo exercício 31/03/2022 US\$/barril	Quantidade 31/03/2022 Em barris	Valor justo dos instrumentos de “hedge” 31/03/2022 R\$ mil
Menos de 3 meses	55,56	482.680	(112.952)
De 3 a 6 meses	53,64	484.728	(106.217)
De 6 a 12 meses	52,59	953.839	(186.659)
De 1 a 2 anos	53,85	1.806.500	(286.592)
De 2 a 3 anos	59,85	567.500	(60.901)
Total	54,42	4.295.247	(753.321)

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

4.3 – Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Até a data de protocolo do presente Formulário de Referência, a Companhia possui 1 (um) processo judicial não sigiloso e relevante, de natureza cível, conforme descrito abaixo.

Além desse, vale destacar que a Companhia figura no polo passivo em 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 remota.

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas são partes em processos judiciais e administrativos de natureza tributária, cível, trabalhista e regulatória, dentre processos com chance de perda provável, possível e remota, que não são considerados relevantes. Nossas provisões são registradas conforme os regramentos contábeis, com base na análise individual de cada processo por nossos advogados internos e externos, sendo constituídas provisões para processos avaliados por nossos consultores jurídicos (internos e externos) como processos com chance de perda provável.

Atualmente, a Companhia figura no polo passivo em 7 (sete) processos de natureza cível, sendo: (i) R\$ 1.375.000 (um milhão, trezentos e setenta e cinco mil) com chance de perda possível; e (ii) R\$ 45.000 (quarenta e cinco mil) com prognóstico de perda remota.

Ainda, a Companhia figura no polo ativo em outros 6 (seis) processos de natureza cível, sendo (i) 1 (um) deles com chance de êxito provável, cujo valor dos pedidos é de R\$ 1.000,00 (mil reais), (ii) 2 (dois) deles com chance de êxito possível, cujos pedidos perfazem R\$ 1.040.000,00 (um milhão e quarenta 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) 12 (doze) autos de infração autuados pela ANP em desfavor da Companhia e/ou suas subsidiárias, com o potencial de aplicação de multas entre R\$ 610.000,00 (seiscentos e dez mil reais) e R\$ 16.525.000,00 (dezesseis milhões, quinhentos e vinte e cinco mil reais); e (ii) 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. Para os fins deste item, foram considerados individualmente processos em que nós e nossas controladas figuramos como parte e que (i) possam vir a impactar de forma significativa o nosso patrimônio ou negócios ou (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente a nossa imagem.

4. Fatores de risco / 4.3 - 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 Petrorecôncavo S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos (R\$ mil)	Em função de se buscar a suspensão ou a anulação da cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção dos Campos do Polo Riacho da Forquilha, o valor do litígio deve ser o da aquisição (USD 384.000.000,00, equivalente a R\$ 1.995.302.400,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020) ou o valor total já despendido até então USD 322.560.000,00 (equivalente a R\$ 1.676.054.016,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020).
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 Petrorecôncavo. Em síntese o autor fundamenta seu pedido com os seguintes argumentos: (i) inconstitucionalidade do Decreto Federal nº 9.355/2018; (ii) nulidade e ilegalidades no procedimento que resultou na escolha da Petrorecôncavo; (iii) violação aos princípios de publicidade e transparência na desclassificação da 3R Petroleum, primeira colocada no procedimento competitivo Em 24/07/2019, foi indeferido o pedido de antecipação dos efeitos da tutela formulado. Em 23/03/2020, foi proferido despacho suspendendo o feito até o julgamento da ADI 5942 pelo Supremo Tribunal Federal em razão de o julgamento da ação popular depender da definição da constitucionalidade do Decreto Federal nº 9355/2018, a qual é questionada na inicial. 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 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. Em 14/12/2020, foi interposto recurso de apelação pelo autor. Em 12/02/2021, foram apresentadas as contrarrazões à apelação.
g. Chance de perda (provável, possível ou remota)	Remota
h. Impacto em caso de perda do processo	Anulação da cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção dos Campos do Polo Riacho da Forquilha.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

4.3.1 – Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.3

Não há valores provisionados em relação ao processo descrito no item 4.3.

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

4.4 – Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

Não aplicável.

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

4.4.1 – Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4

Não aplicável.

4. Fatores de risco / 4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 – Processos sigilosos relevantes

Processo: Procedimento Arbitral	
Natureza/Objeto	Trata-se de arbitragem de natureza cível relacionada à execução de contrato existente entre as partes, envolvendo alegados descumprimentos de parte a parte, bem como a abrangência e a forma de cumprimento das obrigações estipuladas.
Valores, bens ou direitos envolvidos (R\$ mil)	No termo de Arbitragem, o valor dos pleitos da Petrorecôncavo foi estimado em USD 114.000.000,00 (equivalente a R\$ 592.355.400,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020), e o valor dos pleitos da Contraparte foi estimado em USD 50.000.000,00 (equivalente a R\$ 259.805.000,00, com base na taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2020). Já foi proferida sentença parcial, julgando improcedentes todos os pedidos formulados por ambas as partes, à exceção de um pedido ainda ilíquido formulado pela Petrorecôncavo.
Impacto em caso de perda do processo	Eventual condenação ao pagamento de verbas sucumbenciais.

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

4.6 – Processos repetitivos ou conexos

Não aplicável.

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 – Outras contingências relevantes

A Companhia celebrou Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta com a 2ª Promotoria de Justiça da Comarca de Catu, Bahia, com a finalidade de respeitar os níveis de ruídos dispostos nas Leis Municipais n. 249/2008 e 251/2008, e se comprometeu a partir da assinatura do referido termo a cessar suas atividades causadoras de emissão de sons e ruídos na Estação GOMO, acima dos níveis toleráveis ao bom convívio e a saúde da vizinhança e previstos em lei, bem como se comprometeu a regularizar a situação de outras estações de petróleo, onde funcionam bombas alternativas de transferência de fluido, e a monitorar periodicamente as estações supracitadas, de forma a garantir que as mesmas operem dentro do limites máximos de emissão de sons previstos nas leis municipais supracitadas, devendo elaborar relatórios de monitoramento e encaminhar aos órgãos competentes, sempre que demandados pelo órgão municipal de fiscalização ambiental ou pelo Ministério Público. A Companhia está cumprindo a obrigação pactuada. Eventual descumprimento do Termo de Compromisso pode sujeitar a Companhia a multa de até R\$5.000,00 (cinco mil reais) por cada infração cometida, sem prejuízo das penalidades previstas na legislação aplicável.

A Companhia celebrou Termo de Ajuste de Conduta com o Ministério Público de Trabalho com o objetivo de fixar obrigações de fazer e não fazer, bem como a fixação de *astreintes* em caso de descumprimento, cujas obrigações assumidas são: (i) a contratação de pessoas com deficiência ou beneficiários reabilitados em número suficiente para atingir a cota prevista na Lei 8.213/91; (ii) a manutenção da quantidade de pessoas com deficiência ou reabilitados pelo INSS, de modo que não fique aquém do percentual fixado na Lei 8.213/91; e (iii) dispensa de empregado integrante da cota legal somente após a contratação de substituto. Enquanto não cumpridas as obrigações anteriores, a Companhia se compromete a realizar cursos semestrais de capacitação de pessoas com deficiência para o mercado de trabalho, providenciar os suportes individualizados que atendam as necessidades específicas para a realização do trabalho, disponibilizando os recursos de tecnologia assistiva, garantir que a divulgação de vagas e seleção para contratações de pessoas com deficiência ou reabilitados sejam acessíveis a todos os tipos de deficiência assegurando que ocorram em variadas funções e setores, a fim de evitar a segregação de pessoas com deficiência ou reabilitados em uma única área ou setor. Em caso de descumprimento das obrigações previstas no TAC, será imposta multa no valor de R\$5.000,00 por obrigação descumprida e por empregado que deixar de ser contratado ou for dispensado sem a contratação de substituto. A Companhia está cumprindo a obrigação pactuada com a realização de diversas adequações às suas instalações para atender às necessidades específicas para a realização do trabalho e 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. Fatores de risco / 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; (iii) 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) sensoriamento 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. Fatores de risco / 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 consumar 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 descrever, 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 4.1, 7.1, 7.9 e 10.9 deste Formulário de Referência.

4. Fatores de risco / 4.8 - Regras-país origem/país custodiante

4.8 – Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados.

Não aplicável.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1 – Política de gerenciamento de riscos

A Petroreconcavo criou a área de Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos para identificar os desafios que estão por vir e se adaptar para enfrentar esses desafios. O objetivo é engajar na tomada de decisões com consciência tanto das oportunidades de criação de valor quanto do risco que desafia a organização na criação de valor. Em suma, a área deve integrar as práticas de gerenciamento de riscos corporativos com as práticas de definição de estratégia e gerenciamento de desempenho e, ao fazê-lo, obterá benefícios relacionados ao valor.

A política de gerenciamento de riscos está voltada para uma estrutura de controle compatível com suas atividades, para mensurar a extensão dos riscos e garantir que sejam identificados, analisados, controlados e reportados de forma adequada, precisa e eficiente.

(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.

(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.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Risco Estratégico: são aqueles associados ao alcance dos objetivos pretendidos conforme a estratégia definida pela companhia, sendo avaliados no desenvolvimento do planejamento estratégico da organização, como por exemplo, o desenvolvimento de competências tecnológicas para aumentar o desempenho do negócio.

Risco Financeiro: estão relacionados com a gestão e controles eficazes dos meios financeiros da organização e com os efeitos de fatores externos como, por exemplo, disponibilidade de crédito, taxas de câmbio, movimentos das taxas de juro, commodities, ações, derivativos, de liquidez, de hedge, de inadimplência e outros. Os Riscos Financeiros são compostos por:

- **Mercado:** decorre da possibilidade de perdas que podem ser ocasionadas por mudanças no comportamento das taxas de juros, do câmbio, dos preços das ações e dos preços de commodities;
- **Crédito:** definido como a possibilidade de perda resultante da incerteza quanto ao recebimento de valores pactuados com tomadores de empréstimos, contrapartes de contratos ou emissões de títulos;
- **Liquidez:** possibilidade de perda decorrente da incapacidade de realizar uma transação em tempo razoável e sem perda significativa de valor ou a possibilidade de falta de recursos para honrar os compromissos assumidos em função do descasamento entre os ativos e passivos.

Risco Mercadológico: está associado a riscos externos à vontade da Companhia, que não dependem de como ela se organiza internamente e de como implementa as ações para evitar tais riscos, como oscilação dos preços de petróleo e seus derivados, condições de mercado (níveis de oferta e demanda), condições econômicas e de mercados internacionais, dentre outros.

Risco Operacional: é a possibilidade de perda resultante de processos internos, pessoas e sistemas inadequados ou falhos, ou de eventos externos, tais como falhas de equipamentos, de má administração e funcionários desqualificados, de obsolescência de equipamentos, de erro não intencional, de fraude, de produtos e serviço, sistêmico, de concentração (operacional), de imagem, de catástrofe.

Risco de Segurança da Informação: está associado a perda ou compartilhamento de dados de clientes e da Companhia como roubo de dados, compartilhamento indevido de dados, espionagem industrial, *phishing*, quebra de senha, *ransomware*, entre outros.

Riscos de Sustentabilidade: Riscos relacionados a questões ambientais e à ação da natureza, como a contaminação de água e solo, vazamentos, explosões, liberações de gases inflamáveis e/ou explosivos, incêndios, vazamentos de insumos tóxicos, entre outros.

(ii) Instrumentos utilizados para proteção

Os riscos são avaliados conforme metodologia definida pela Área de Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos da Companhia. 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 ou alto.

Durante todas as etapas do processo de gerenciamento de riscos a comunicação deve atingir todas as partes interessadas, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado. Informações relevantes devem ser identificadas e coletadas, abrangendo dados produzidos internamente, informações sobre eventos, atividades e condições

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

externas, que possibilitem o gerenciamento de riscos e a tomada de decisão. A sua comunicação deve ser tempestiva e fluir em todos os sentidos.

Nesse sentido, a Companhia possui 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 Área de Controles Internos e Gerenciamento 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 Área de Controles Internos e Gerenciamento 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.

A Companhia contratou empresa e escritório de advocacia para fornecerem serviços especializados em segurança da informação para viabilizar a implantação de programa de privacidade e segurança da informação baseado na Lei 13.709/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados) que contemplará, dentre outros, a instituição de um comitê de segurança da informação e privacidade, que tratará os assuntos relacionados ao tema de proteção de dados, privacidade e segurança da informação dentro da Companhia.

(iii) Estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura do gerenciamento de riscos envolve todas as áreas da Companhia e deve seguir os princípios éticos, valores e cultura da Companhia.

A Companhia entende que para alcançar os seus objetivos está exposta a inúmeros riscos, que devem ser gerenciados por cada área, a comando do seu respectivo líder.

Conselho de Administração: (a) definir a estratégia da Companhia para atendimento de seus objetivos de negócio; (b) definir e revisar periodicamente o Apetite a Risco na condução dos negócios da Companhia; (c) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Alto”; (d) aprovar a Política de Gerenciamento de Riscos, assim como suas revisões; (e) aprovar os relatórios de controles internos, compliance e risco corporativo; (f) supervisionar, com suporte dos comitês estatutários, a efetividade da estrutura e do processo de Gerenciamento de Riscos; (g) avaliar, ao menos anualmente, se a estrutura e orçamento da Área de Auditoria Interna são suficientes ao desempenho de suas funções; e (h) assegurar autonomia operacional ao Comitê de Auditoria Estatutário, aprovando orçamento próprio destinado a cobrir despesas com seu funcionamento.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Comitê de Auditoria Estatutário: (a) avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras; (b) acompanhar as atividades da Área de Auditoria Interna e da Área de Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos; (c) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia; (d) avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a Política de Transações com Partes Relacionadas ; (e) possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação; (f) monitorar a qualidade e integridade dos mecanismos de controles internos, Gerenciamento de Riscos e *compliance*; (g) avaliar e discutir o plano anual de trabalho dos auditores independentes e encaminhá-lo para a apreciação do Conselho de Administração; (h) acompanhar e supervisionar as atividades de controles internos, de auditoria interna e de elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, inclusive propondo ao Conselho de Administração a necessidade de revisão da Política de Gerenciamento de Riscos: (i) monitorar a qualidade e a integridade: (1) dos mecanismos de controles internos, (2) das informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras da Companhia e (3) das informações e mediações divulgadas com base em dados contábeis ajustados e em dados não contábeis que acrescentem elementos não previstos na estrutura dos relatórios usuais das demonstrações financeiras; (j) avaliar, ao menos anualmente, se a estrutura e orçamento da Área de Auditoria são suficientes ao desempenho de suas funções; e (k) reportar as atividades reportadas pela Área de Auditoria Interna ao Conselho de Administração.

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 alcada; (e) validar os Riscos inerentes à operação da Companhia levando em consideração sua relevância e sua probabilidade de ocorrência; (f) contribuir para elaboração do relatório de Riscos; (g) comunicar, no menor prazo possível, a Área de Auditoria Interna sobre Riscos não identificados, sejam eles novos ou não; e (h) estabelecer os planos de ação e assegurar a implementação dos mesmos.

Diretor Presidente: (a) implementar as estratégias e diretrizes da Companhia aprovadas pelo Conselho de Administração; (b) respeitar as diretrizes de governança corporativa e políticas, assim como monitorar sua observância em toda a Companhia; (c) identificar Riscos preventivamente e fazer sua necessária gestão, avaliando a probabilidade de ocorrência e adotando medidas para sua prevenção e minimização; (d) propor ao Conselho de Administração o nível de Apetite e Tolerância a Risco da Companhia; (e) propor a aceitação dos Riscos classificados como “Alto” ao Conselho de Administração; (f) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Moderado” ; (g) propor e implementar sistema de controles internos incluindo políticas e limites de alcada, alinhado ao nível de Apetite e Tolerância a Risco; (h) propor indicadores de sustentabilidade de suas operações, considerando fatores ambientais e sociais na execução de suas atividades; (i) patrocinar a implantação da Gerenciamento de Riscos na Companhia; e (j) validar os relatórios de Riscos corporativos e de controles internos.

Área de Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos: (a) estabelecer processo a ser utilizado na gestão de controles internos e Risco corporativo; (b) coordenar e definir os padrões a serem seguidos no que tange os processos de controles internos e Risco corporativo, os sistemas de suporte e as formas e a periodicidade dos seus reportes; (c) consolidar a avaliação de Riscos da

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Companhia, através de relatórios periódicos que deverão ser reportados à Diretoria, ao Comitê de Auditoria e Conselho de Administração; (d) apoiar os gestores responsáveis na definição e execução dos planos de ação e prazo necessários para tratamento dos Riscos e notificar os descumprimentos de acordo com as devidas alçadas; e (e) conscientizar os gestores responsáveis sobre a importância do Gerenciamento de Riscos e a responsabilidade inerente aos administradores, funcionários, estagiários e prestadores de serviços alocados fisicamente nas dependências da Companhia.

Área de Auditoria Interna: (a) monitorar a qualidade e a efetividade dos processos de Gerenciamento de Riscos e governança, bem como controles internos da Companhia e do cumprimento das normas e regulamentos associados às suas operações; (b) prover o Conselho de Administração, o Comitê de Auditoria e o Diretor Presidente com avaliações independentes, imparciais e tempestivas sobre a efetividade do Gerenciamento de Riscos e dos processos de governança, da adequação dos controles e do cumprimento das normas e regulamentos associados às operações da Companhia; (c) subsidiar a Área de 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 Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos, quando necessário; (b) estabelecer controles para os riscos prioritários; (c) implantar os planos e acompanhar as ações corretivas e/ou preventivas em suas áreas; (d) fazer a interface das áreas de negócios e funcionais com a Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos; (e) definir controles internos dos processos de suas respectivas áreas, em conjunto com a Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos.

Colaboradores: (a) assegurar a operacionalização do Gerenciamento de Riscos, fazendo parte do processo de identificação, avaliação e mensuração, implementando controles preventivos e corretivos ou detectivos; e (b) participar de forma ativa na comunicação e treinamento que permita a disseminação de forma consciente da gestão de riscos na empresa.

(c) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Companhia acredita que sua Política de Gerenciamento de Riscos e demais medidas de controle adotadas são adequadas para a verificação da efetividade e qualidade da prática de gerenciamento de riscos.

Entre os deveres da Auditoria Interna, teremos o de avaliar a efetividade e qualidade da Política de Gerenciamento de Riscos pelo menos anualmente, com base nas melhores práticas de mercado, recomendando melhoria, quando aplicável, e monitorando a implementação. O *report* deverá ser feito periodicamente ao Comitê de Auditoria.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5.2 – Política de gerenciamento de riscos de mercado

(a) Política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

Por mais que a Companhia não possua uma política formalizada 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”).

(b) Objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Política tem o objetivo demonstrar, de maneira formal e transparente, procedimentos a serem adotados, previstos no CPC 38 (IAS 39), referente a documentação, mensuração, reconhecimento e contabilização relativos às operações de Hedge de Fluxo de Caixa utilizadas pela PetroRecôncavo para riscos das oscilações provenientes de variações no preço da commodity Brent.

Para tanto, a Política deve estar alinhada com a estratégia empresarial. A importância disso reside no fato de que a sua utilização dissociada da estratégia pode ser prejudicial à Companhia, pois o uso de instrumentos de hedge sem critério pode levar à redução do valor da mesma.

Com efeito, a tomada de decisão reflete não só a estratégia definida, mas também a expectativa que se tem do comportamento dos preços, que é gerada na construção dos cenários.

(i) riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia e suas controladas possuem parcela relevante da sua receita operacional vinculada ao preço do petróleo do tipo Brent e, prudentemente, busca efetivar operações que reduzam a sua exposição e minimizem impactos negativos proporcionados pela variação relativa de preços.

Desta forma, o que será alvo de proteção será o fluxo de caixa futuro, relacionado ao faturamento decorrente das vendas e prestações de serviço vinculados ao preço do petróleo do tipo *Brent*.

(ii) estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

A estratégia contábil do *Hedge accounting* está intrinsecamente ligada à estratégia de gerenciamento de riscos da PetroRecôncavo, apresentada no item 5.1 deste Formulário de Referência. Dentro desse contexto, é responsabilidade da Administração garantir que os controles e avaliações estão devidamente desenhados e implementados para que os objetivos, tolerâncias, limites de alcada 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.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

(iii) instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

A escolha do instrumento de *hedge* adequado deverá se dar em função do menor custo e da oportunidade, dentre as alternativas oferecidas pelo mercado financeiro. Em caso de escassez de crédito junto a instituições financeiras, a alternativa de hedge diretamente na Bolsa de Valores deve ser considerada.

Deverão ser considerados como referência os instrumentos: (i) contratos futuros, (ii) operações a termo, (iii) opções, (iv) swaps, (v) operações de hedge com caixa, e (vi) hedge natural, a menos que um derivativo sugerido por alguma instituição financeira apresente vantagem competitiva e seja validado pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros ou pela Alta Administração da Companhia.

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 comprehende 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

Independentemente 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 alcada e risco, conforme definido nas políticas da PetroRecôncavo, sejam respeitadas.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

A responsabilidade da Administração é a definição da estratégia de *Hedge* a ser utilizada pela Companhia e a aprovação da política de *Hedge accounting*, bem como a delegação das atividades e procedimentos a serem executados a fim de operacionalizar a estratégia de *Hedge accounting*. Abaixo estão listadas as principais responsabilidades da Administração da PetroRecôncavo:

- (i) Garantir que políticas, procedimentos e práticas adequadas de controle de risco estão estabelecidas na Companhia;
- (ii) Avaliar o impacto de uma mudança potencial nas estratégias de *Hedge accounting*;
- (iii) Avaliar e informar os departamentos de Contabilidade em caso de mudanças substanciais nos Budget e Forecast, bem como na estratégia de vendas previamente definidas;
- (iv) Notificar a Controladoria Corporativa com respeito a mudanças substanciais de processos e/ou critérios de *Hedge accounting* e possíveis inefetividades, conforme apropriado;
- (v) Discutir metodologias de gestão de *Hedge accounting* para novos objetos de *Hedge* e/ou instrumentos de proteção;
- (vi) Rever posições, marcação a mercado e relatórios de efetividade do *Hedge*, quando aplicável;
- (vii) Monitorar mudanças nas metodologias de gestão de *Hedge accounting*; e
- (viii) Notificar a Controladoria Corporativa, conforme apropriado.

Nesse sentido, a responsabilidade da **Controladoria** é garantir a correta contabilização das operações de *Hedge accounting*, bem como supervisionar os procedimentos mínimos requeridos para realização das operações de *Hedge accounting*.

A **Diretoria Administrativa Financeira**, por outro lado, é responsável pela execução da estratégia de *Hedge accounting*. A controladoria é responsável pela operacionalização da estratégia de *Hedge accounting* requerida pela Administração, considerando os controles e procedimentos requeridos para realização da atividade.

(c) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A efetividade da relação de *Hedge* é o grau em que as mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *Hedge* atribuível ao risco de variação da *commodity* é compensada pelas mudanças no valor do instrumento de *Hedge*.

O teste de efetividade deve ser realizado prospectivamente e retrospectivamente desde a data da designação da relação de *Hedge* com objetivo de assegurar que essa relação será altamente eficaz em períodos futuros.

Cumpre salientar que a Companhia e suas controladas possuem 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. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3 – Descrição dos controles internos

(a) principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

Visando garantir o atingimento dos objetivos, a administração da Companhia é responsável pelo estabelecimento de controles internos efetivos acerca da divulgação das informações financeiras, 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) forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

O papel de implementar uma sólida estrutura de gerenciamento de riscos e controles internos é delegado aos gestores, com o apoio da Área de Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos e da Área de Auditoria Interna da Companhia, sob a supervisão do Conselho de Administração por intermédio do Comitê de Auditoria. Os responsáveis pelo acompanhamento da eficiência dos controles internos são os membros do Comitê de Auditoria, os membros do Conselho de Administração e o Diretor Financeiro.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado à Companhia pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

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

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

5.4 – Programa de Integridade:

- (a) se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:
- i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas;

A Companhia é orientada pelo seu Código de Conduta, Guia Anticorrupção, Política de PLD/FTP (Prevenção à Lavagem de Dinheiro e Financiamento do Terrorismo e proliferação de armas), Política de Doações e Patrocínios, que 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.

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.

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:

Telefone: 0800 515 2215

E-mail: canaltransparencia@contatoseguro.com.br

Site: <https://contatoseguro.com.br/pt/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 Conduta. Todos os relatos realizados no Canal Transparência, aberto a colaboradores e terceiros, são discutidos pelo Comitê de Ética que é composto por no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 7 (sete) membros efetivos, 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 Diretor Presidente e, quando necessário, ao Comitê de Auditoria Estatutário.

A área de Compliance é responsável pelo Programa de Integridade, criação, revisão e atualização do Código de 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.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

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.

- **se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema;**

Todos os colaboradores que são contratados e membros da administração da Companhia participam de um treinamento, no processo de integração, que abrange, dentre outras atividades, um treinamento específico sobre o conteúdo e disposições constantes no Código de Conduta.

Além do processo de integração, a Companhia também realiza treinamentos periódicos com os colaboradores e administradores, no intuito de reforçar as condutas e práticas adotas pela Companhia.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas; e**

Deixar de seguir alguma recomendação e orientação contida no Código de Conduta é considerado uma conduta inadequada e levará à abertura de sindicância administrativa para averiguação de possíveis irregularidades. O descumprimento é passível de repreensão e aplicação de medidas disciplinares as quais serão proporcionais à natureza e à gravidade da violação, podendo variar desde advertência até demissão por justa causa, sem prejuízo de sanções administrativas, civis e penais, quando aplicáveis. Os colaboradores que, deliberadamente, deixarem de notificar violações ao Código de Conduta ou omitirem informações relevantes também estarão sujeitos a medidas disciplinares. Aos terceiros que violarem o Código de Conduta, políticas da Companhia e/ou leis e regulamentos aplicáveis, a sanção imposta será aquela prevista no respectivo contrato, incluindo o término da relação comercial existente entre o terceiro e a Companhia.

- **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.**

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

O Código de Conduta foi aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterado em reunião de 01 de abril de 2021 e está disponível para acesso de todos através do link www.ri.petroreconcavo.com.br.

(b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

- i. **se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros;**

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 denunciantes de boa-fé; e**

O Canal Transparência é terceirizado, sigiloso, garantido o anonimato. Os denunciantes 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) se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas; e

Quando em processos de fusão, aquisição, e reestruturações societárias, a Companhia observa todos os procedimentos e dispositivos previstos na legislação e regulamentação societária aplicáveis, quando da realização desses processos.

Nesse sentido, a PetroRecôncavo preza pela prática de contratação de assessores legais externos para auxiliar no processo e realizar a auditoria legal, que inclui áreas como as de direito civil, contratual, regulatória, compliance, trabalhista, tributária, dentre outras.

(d)caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido.

Não se aplica, tendo em vista que nosso Código de Conduta estabelece regras, políticas, procedimentos e práticas para prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a Administração Pública.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

5.5 – Alterações significativas

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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos**5.6 – Outras informações relevantes – Gerenciamento de Riscos e Controles Internos**

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 5 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

6. Histórico do emissor / 6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM

Data de Constituição do Emissor	21/07/1999
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	30/04/2021

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

6.3 – Breve histórico

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 ajudaram a contribuir com o aumento da produção da sua subsidiária Recôncavo E&P S.A.

A partir de 2008, em busca contínua por oportunidades de produtividade e redução de custos, a Companhia iniciou um processo de aquisição de equipamentos para internalização de algumas atividades que usualmente são terceirizadas com a operação e manutenção de sondas próprias de produção, perfuração e unidades de serviços (acidificação e estimulação orgânica, 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 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.

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

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., 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.

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.

A PetroReconcavo apresenta, portanto, mais de 22 anos de experiência comprovada na operação de campos maduros de petróleo *onshore*, sem ter passado por mudanças de denominação, alienação ou aquisição de controle, fusão, falência, concordata, recuperação judicial ou extrajudicial.

6. Histórico do emissor / 6.5 - Pedido de falência ou de recuperação

6.5 – Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a data deste formulário de referência, não houve pedido de falência, de recuperação judicial ou extrajudicial da companhia.

6. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

6.6 – Outras informações relevantes

Não aplicável.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

7.1 – 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 dois 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 Petróleoem 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 155,9 MMboe de reservas brutas 2P (working interest) certificadas pela Netherland Sewell & Associates, Inc. (NSAI) em relatórios publicado em 02 e 03 de fevereiro de 2022, com data base de 31 de dezembro de 2021. Contamos também 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, operando esses campos de forma mais eficiente, revitalizando-os e estendendo suas reservas, se possível, por décadas. Com o recente programa de desinvestimentos da Petrobras, adquirimos – e pretendemos continuar a adquirir – reservas maduras, que ainda possuem alto potencial de exploração.

Mais recentemente, também buscamos aprimorar nosso modelo de venda do óleo e gás produzidos nos nossos ativos. Na Potiguar, por exemplo, avançamos 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. Isso gerou um aumento significativo no nosso preço de realização de aproximadamente US\$1/mmbtu no contrato inicial com a Petrobras para aproximadamente US\$7,5/mmbtu em março de 2022, já incluídos todas as receitas dos produtos derivados do processamento do gás natural e abatendo-se os custos com transporte e processamento. Acreditamos que existem oportunidades similares para a venda de petróleo da Potiguar e na venda de gás e petróleo da nossa produção na Bahia.

Acreditamos que nosso modelo de negócios verticalizado é um diferencial competitivo sustentável no mercado. Com mais de 1.000 colaboradores, 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 22 anos de operação completos na bacia do Recôncavo, as nossas reservas brutas 2P (working interest) (reservas provadas mais prováveis e melhor estimativa de recursos contingentes) passaram de 9,7 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) em fevereiro de 2000 para 27,4 milhões de boe em dezembro de 2021, de acordo com os relatórios de reserva da Ryder Scott e NSAI, respectivamente, sendo que nesse mesmo período a produção acumulada foi de cerca de 32,7 milhões de BOE. Isso significa que conseguimos adicionar 50,5 milhões de BOE desde que assumimos a operação na bacia do Recôncavo – um aumento superior a 5,2 vezes o montante inicial.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/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 12/2021.

Já no último ano de operação, nossas reservas brutas (working interest) consolidadas passaram de um total de 150,6 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) 2P+2C (reservas provadas mais prováveis e melhor estimativa de recursos contingentes) em dezembro de 2020, para de 155,9 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) 2P (reservas provadas mais prováveis) em dezembro de 2021, de acordo com os relatórios de reserva da NSAI. A produção acumulada no ano de 2021 foi de cerca de 5,5 milhões de BOE. Isso significa que conseguimos adicionar reservas 2P de 10,8 milhões de BOE, um aumento líquido de 5,3 milhões de BOE, que representa uma Taxa de Reposição de Reservas (RRR - Reserves Replacement Ratio) de 196%.

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



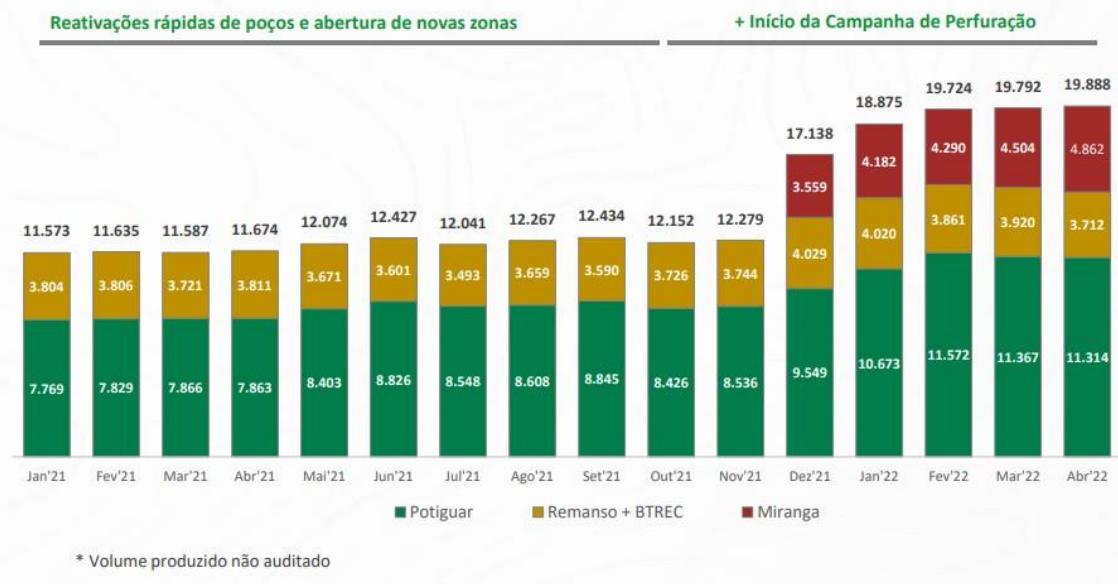
As reservas 2P de 155,9 milhões de barris de petróleo equivalente (BOE), estão distribuídas entre os ativos da Companhia, conforme segue:

- 27,4 milhões de BOE Reservas no Polo Remanso + BTREC;
- 65,6 milhões de BOE do Polo Riacho da Forquilha; e
- 62,8 milhões de BOE do Polo Miranga.

Tivemos também um aumento de produção de 65% desde o nosso IPO (19.888 boepd, em abrilde 2022, comparado a 12.074 boepd, em maio de 2021) e resultados quase imediatos, com reativações rápidas de poços (mais de 120 poços retornados à produção, desde dezembro de 2019) abertura de novas zonas e da nossa campanha de perfuração. Vemos ainda oportunidade substancial de perfuração em mais de 400 locações 2P (reservas provadas mais prováveis). Emabril alcançamos produção de 19.888 boepd, equivalente a 98% da produção 2P média esperada para o ano de 2022, segundo os relatórios de reserva da NSAI.

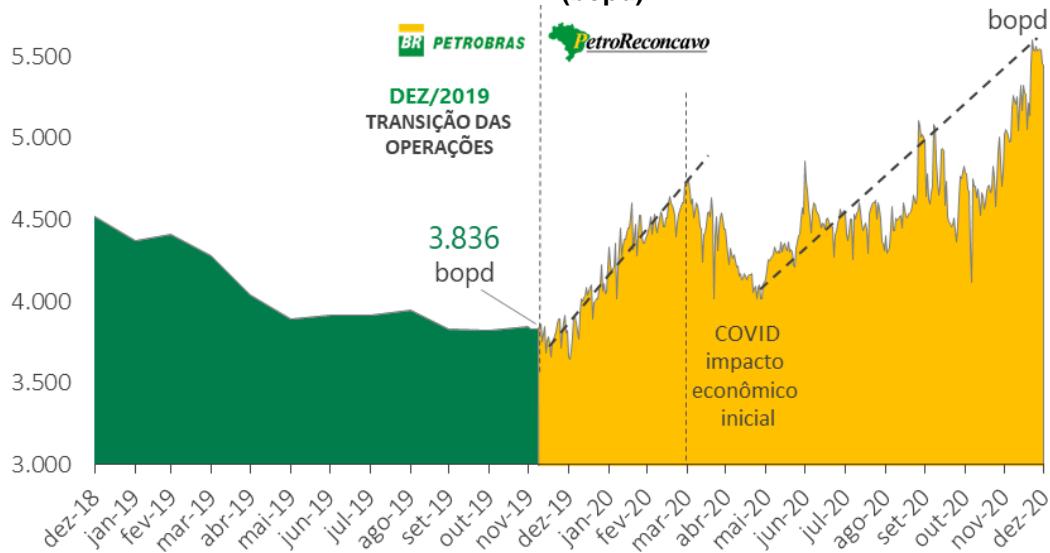
7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Gráfico 3 – 59 Campos – Produção de titularidade da Companhia (Working Interest) –Óleo e Gás (boed)



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

Gráfico 4 – Distrito Potiguar – Campos operados pela PetroRecôncavo – Produção Bruta (bopd)



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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

nossos times técnico e gerencial, dos processos e sistemas desenvolvidos e aprimorados ao longo de nossa trajetória, de nossa estratégia de verticalização de serviços de campo, e nossa disciplina financeira e de alocação de capital. Acreditamos que este conjunto de capacidades nos torna uma das plataformas mais completas para capturar as recentes oportunidades provenientes da liberalização do mercado de óleo e gás no Brasil e do programa de desinvestimentos da Petrobras.

Indicadores Operacionais e Financeiros

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

	Período encerrado em 31 de março			Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2022	2021	variação	2021	2020	2019
(em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)						
Receita líquida	703.476	245.788	186,2%	1.040.604	787.841	339.923
Lucro líquido (Prejuízo líquido)	401.838	(12.890)	n.m.	176.899	(81.759)	63.682
Margem líquida ⁽¹⁾	57,12%	-5,24%	62,37 p.p.	17,00%	-10,38%	18,73%
EBITDA ⁽²⁾	414.739	131.632	215,1%	534.806	474.405	155.857
Margem de EBITDA ⁽³⁾	58,96%	53,56%	5,40 p.p.	51,39%	60,22%	45,85%
EBITDA Ajustado pelo Hedge ⁽⁴⁾	499.969	128.092	290,3%	661.586	277.411	141.288
Margem EBITDA Ajustado ⁽⁵⁾	63,39%	52,88%	10,51 p.p.	56,67%	46,95%	43,43%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	912.907	812.787	12,3%	1.131.537	728.168	677.572
Dívida Líquida/ EBITDA ⁽⁷⁾	1,12 x	1,62 x	-0,50x	2,12 x	1,53 x	4,35 x
Produção média bruta (boe por dia)	19.455	11.597	67,8%	12.391	11.148	5.083
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁽⁸⁾	R\$ 64,08	R\$ 68,47	-6,4%	R\$ 69,35	R\$ 54,20	R\$ 83,39
Custo médio de produção por boe em US\$ ⁽⁹⁾	R\$12,25	R\$12,51	-2,1%	US\$ 12,86	US\$ 10,50	US\$ 21,11
Produção bruta (boe)	1.750.950	1.043.724	67,8%	4.522.684	4.079.436	1.855.414
Preço médio à vista do Petróleo Brent ⁽¹⁰⁾	R\$101,40	R\$60,90	66,5%	US\$70,43	US\$41,96	US\$64,30
Taxa média de câmbio R\$/US\$média ⁽¹¹⁾	R\$ 5,23	R\$ 5,47	-4,4%	R\$ 5,19	R\$ 5,16	R\$ 3,95

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

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

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

(4) Calculamos o EBITDA ajustado pelo Hedge partindo do EBITDA, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. O EBITDA ajustado pelo Hedge não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as 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 ajustado de maneira diferente da Companhia. O EBITDA ajustado é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

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

(6) Representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, somado aos valores a pagar decorrente de aquisição de ativos, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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

(8) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no 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. Explicações mais detalhadas sobre as variações de custos podem ser encontradas no tópico "5. Desempenho Financeiro Consolidado".

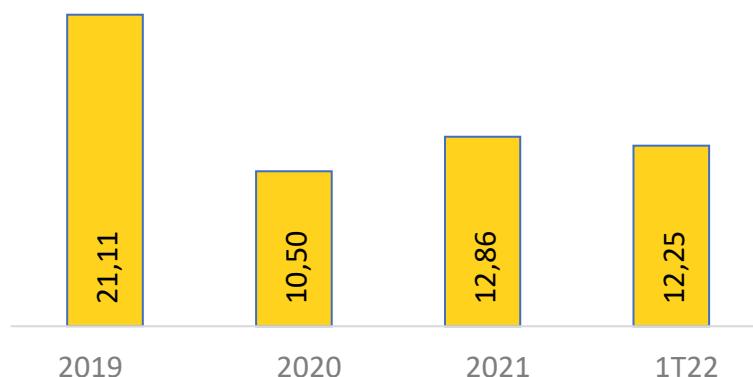
(9) O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

(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.

O custo médio de produção por boe do 1T22, apresentado na tabela acima, foi de US\$12,25/boe, representando uma redução de 4,7% 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 as suas afiliadas, Potiguar E&P, Recôncavo E&P S.A., Recôncavo America LLC e SPE Miranga bem como seus acionistas, Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. e empresas do grupo econômico da PetroSantander Luxembourg Holdings 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 com participação na quarta, sexta e nona Rodadas de licitações da ANP, nós adquirimos 100% dos direitos sobre áreas que viriam a se tornar cinco concessões próprias, por nós operadas na mesma bacia, correspondendo aos 5 campos do Polo BTREC.

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

saída da Petrobras da operação de campos maduros nas bacias onshore, abrindo espaço para operadores independentes e criando o novo ciclo na indústria.

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

Em 07 de dezembro de 2021, a Companhia assumiu as operações dos 9 (nove) campos do Polo Miranga e em 23 de dezembro de 2021, a Companhia assumiu as operações dos 12 (doze) campos terrestres do Polo Remanso. Estes 2 Polos, juntamente com o Polo BTREC operando 5(cinco) campos, compõem o Ativo Bahia e passam a ser operados de forma integrada pela Companhia. Em finais de 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) 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 2021, cerca de 155,9 milhões de barris de óleo equivalente em reservas brutas (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 do Formulário de Referência.

Em março de 2022, a Companhia apresentou uma oferta em conjunto com a Eneva S.A. para aquisição do Polo Bahia Terra, ativo onshore incluído no programa de desinvestimento da Petrobras. Composto por 5 sub-polos, o ativo conta com vinte concessões e, segundo a ANP, produziu 14 kboepd em fevereiro de 2022 (10,5 kboepd de óleo e 3,5 kboed ou 544 mil m³ de gás). A oferta também engloba os seguintes ativos pertencentes ao Polo Bahia Terra: (i) instalações estratégicas de compressão de gás, (ii) estação de tratamento e processamento degás, (iii) tanques de petróleo e (iv) instalações de transferência à Refinaria Mataripe. A potencial aquisição do Polo Bahia Terra permanece sujeita à negociação e a condições precedentes. Para mais informações, vide itens 4.1, 4.7, 7.9 e 10.9 deste Formulário de Referência.

É importante ressaltar que, desde março de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) vem autorizando a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a prorrogar os prazos de vigência dos contratos de concessão de campos de petróleo. O texto da resolução indica que “O prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo plano de desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a 27 anos”. A ANP também publicou, em setembro de 2018, a Resolução 749, que regulamenta a redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, como incentivo a novos investimentos nestes Campos. Além disto, 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 de 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). Caso no futuro, a Companhia venha a produzir volumes anualizados médios superiores a 10.000 boed de petróleo ou gás natural, a alíquota originalmente prevista nos contratos de concessão será estabelecida.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Em relação ao Novo Mercado do Gás, em 2021 a Companhia assinou 3 contratos comdistribuidoras 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., foi vencedora do processo de Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022/2023 da POTIGÁS, tendo posteriormente em 29de setembro de 2021 assinado contrato com duração de dois anos para entrega de 236 mil m³/diade gás natural a partir de janeiro de 2022. Em 13 de dezembro de 2021, a subsidiária Potiguar E&P assinou o contrato de compra e venda para suprimento de gás natural da Companhia Paraibana de Gás – PBGÁS. 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 janeirode 2023.

Em 23 de dezembro de 2021, foi assinado pela subsidiária, SPE Miranga 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 (“Contrato”). 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 deprodução 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 contado a partir da data de início de fornecimento.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia e a sua subsidiária, SPE Miranga 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 deTratamento de Gás de Catu (“UTG Catu”) (“Contrato Swap”). Na prática, o Contrato Swap possibilita 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. O Contrato Swap tem caráter transitório e será resolvido quando as partes assinarem os instrumentos contratuais definitivos para escoamento e processamento do gás natural. 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 a sua subsidiária, SPE Miranga, iniciam o fornecimento, para a Bahiagás, de um volume inicial de 400 mil m³/dia de gás natural, bem como um incremento anual da quantidade diária contratada de acordo com a curva de produçãoprevista para os ativos pelo prazo de 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia e a sua subsidiária Potiguar E&P, informaram aindaque após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato de compra evenda de gás natural celebrado com a Companhia Paraibana de Gás (“PBGás”), a sua subsidiária, Potiguar E&P, iniciará o fornecimento, também a partir de 01 de janeiro de 2022 e pelo prazo de 2 anos, de 80 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro de 2022 e 100 mil m³/diade gás natural a partir de janeiro de 2023. Somados aos volumes de gás natural comprometidoscom a Companhia Potiguar de Gás (“Potigás”), a Companhia e suas subsidiárias passarão a comercializar para 3 distribuidoras estaduais de gás natural canalizado, a partir de 01 de janeirode 2022, um volume médio de 716 mil m³/dia de gás natural.

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 eficazem 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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Durante os nossos mais de 22 anos de operações, buscamos aprimorar uma metodologia operacional para a revitalização de campos maduros que consiste principalmente na reativação de poços, na implementação de vários projetos de intervenção em poços já em produção (workovers) visando ao aumento na produção dos mesmos, na perfuração de novos poços em áreas de reservas provadas e prováveis (infill drilling) e no aprimoramento de suas facilidades, processos e técnicas de produção. Em paralelo, buscamos alocar recursos significativos dos nossos profissionais no estudo da geologia e nas propriedades estruturais, físico-químicas dos vários reservatórios visando subsidiar as intervenções e perfurações, bem como avaliar a viabilidade da implementação de projetos de recuperação secundária. Acreditamos que a implementação bem-sucedida desses projetos de recuperação secundária e/ou avançada, inicialmente na forma de piloto de modo a mitigar riscos, e posteriormente através da ampliação/execução destes em escala integral no futuro, nos permitirá ampliar nosso volume de reservas, incrementar a produção e otimizar a recuperação dos campos, aumentando o retorno sobre o capital aplicado e, por consequência, o retorno de nossos acionistas.

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

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

Estamos constantemente avaliando as diversas oportunidades advindas das medidas de alteração do modelo regulatório da indústria, sobretudo decorrentes do Programa de revitalização da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres (REAT) e do Novo Mercado de 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 prioritariamente 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 perspectiva de saída da Petrobras de sua posição dominante em vários elos da cadeia produtiva de hidrocarbonetos contidas entre o produtor e o consumidor final. Acreditamos que desta forma teremos oportunidades de ampliação do nosso escopo de atividades e de captura de margem adicional. 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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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

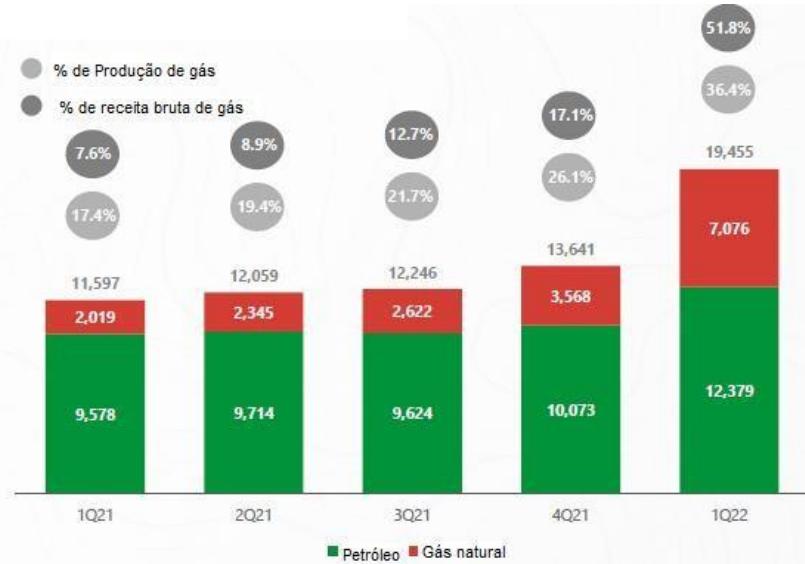
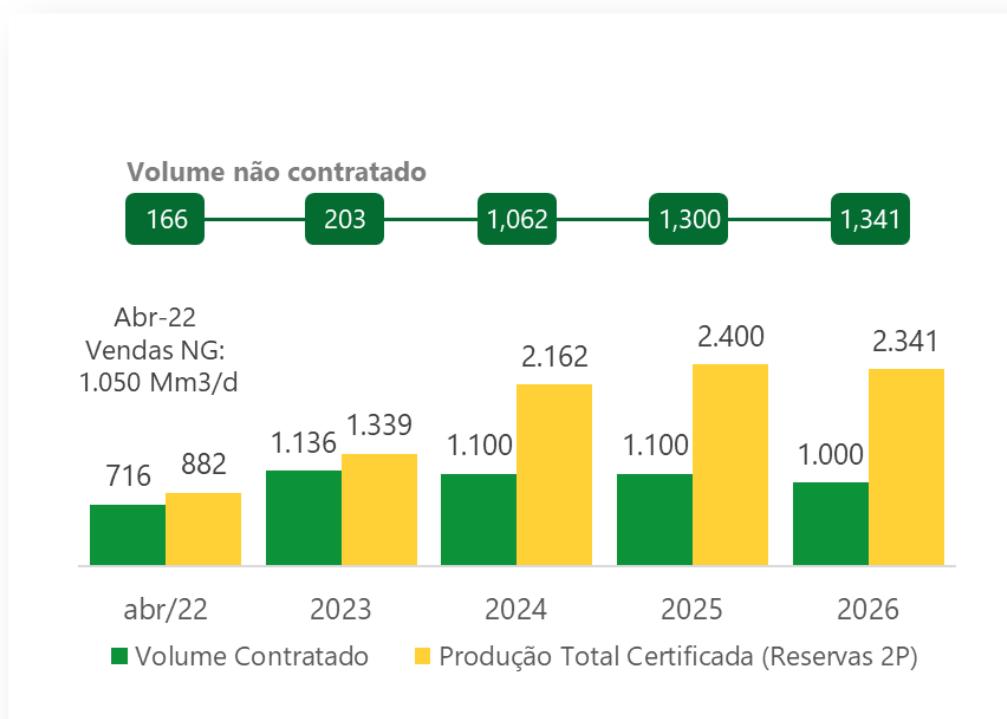


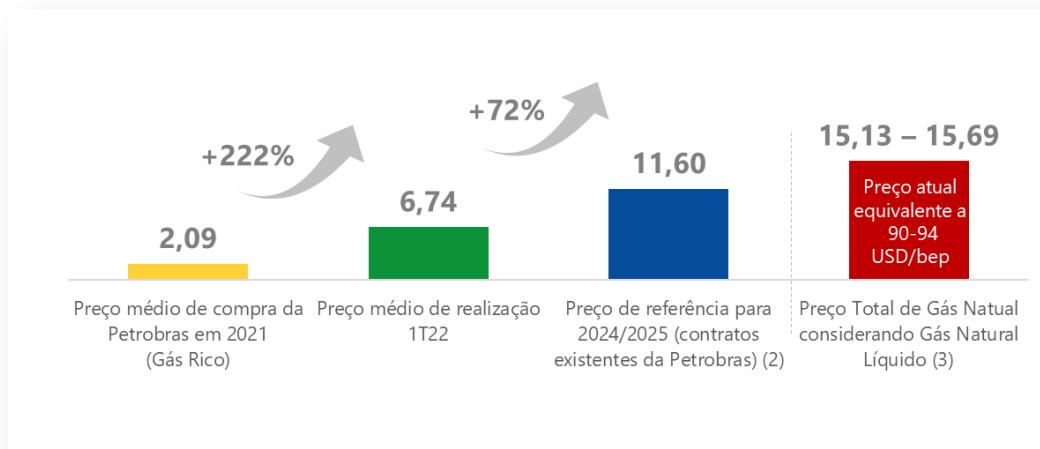
Gráfico 7 – Volume de Gás Natural (Mm³/d)



O gráfico abaixo demonstra que ainda existe uma margem muito alta entre os preços médios de aquisição do gás rico processado pela Petrobras junto aos produtores independentes e o preço médio de realização do gás da PetroReconcavo no primeiro trimestre de 2022, a partir do início da entrega em 01 de janeiro de 2022, referentes aos novos contratos assinados no ano de 2021. 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 à sua produção. Atualmente a Companhia comercializa esta produção com a Ultragaz a Nacional GásButano e com a Petrobras.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Gráfico 8 – Preço do Gás Natural (USD/MMBTU)



Fonte: PetroReconcavo e BoletimMensal de Acompanhamentoda Indústriade Gás Natural | Notas: (1) ANP website: "Publicidadede Contratosde Compra e Venda". Contrato da Petrobras de 11,6% do Brent (Brent de referência @ 100 USD/bbl); (2) Preço do Gás Natural Líquido varia de 60% do Brent (IPP no terminal Suape -70% Butano/30% Propano)ao preço de venda da Petrobras (R\$ 4.214,20/ton em Apr/22 – Guamaré–LCT price).

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

Em Dezembro de 2021, operávamos ou éramos concessionária dos seguintes ativos produtores de Óleo e Gás:

ATIVO BAHIA:

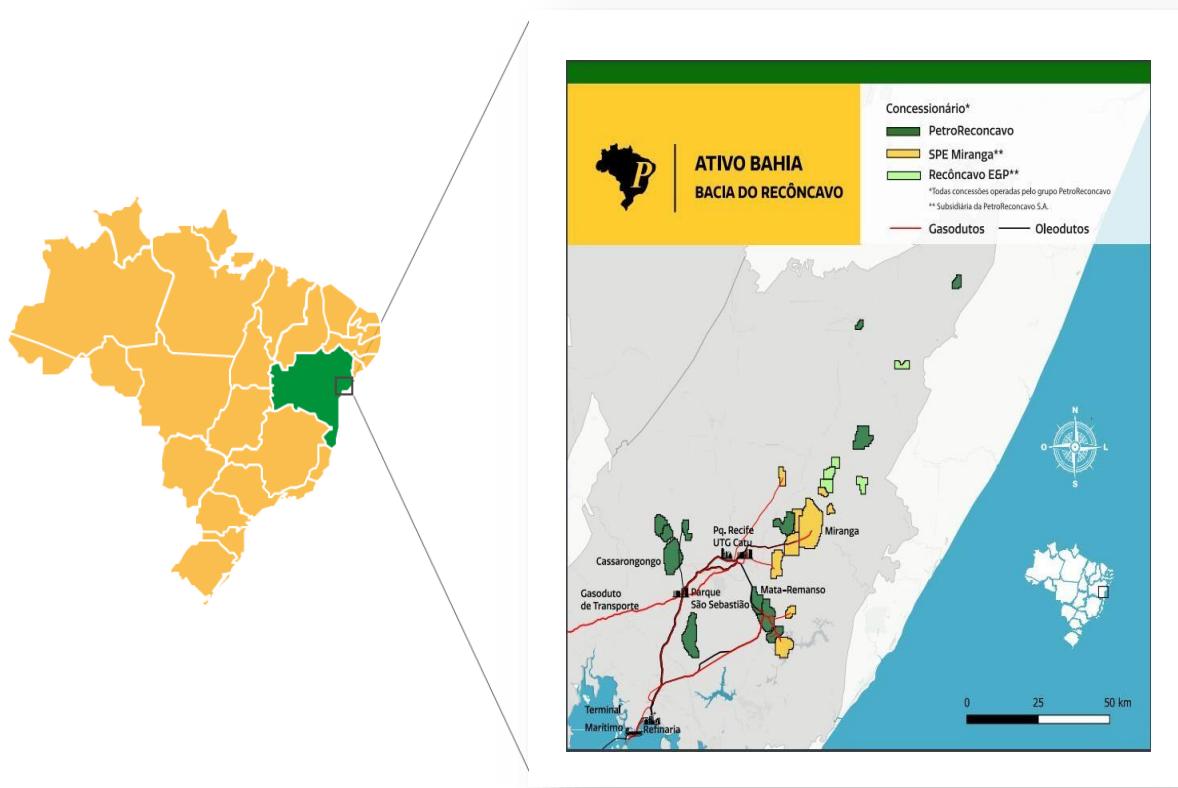
O Ativo Bahia é localizado na bacia do Recôncavo, e é composto por um total de 26 concessões da Companhia e operadas pela mesma. São elas: 12 concessões do Polo Remanso, 5 concessões do Polo BTREC e 9 concessões do Polo Miranga. O Ativo Bahia é gerenciado de forma integrada dadas as sinergias operacionais e financeiras, através da otimização de equipes,da cadeia de fornecedores e prestadores de serviços.

A nossa produção média no Ativo Bahia em dezembro de 2021 foi de aproximadamente 4.111 barris de petróleo por dia (bopd) e 553 mil m³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2021, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, a Companhia detém, no Polo Remanso+BTREC, aproximadamente 27,4 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P (working interest) e de aproximadamente 62,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P (working interest) do Polo Miranga. O esquema e mapa abaixo representam estrutura e a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos 26 Campos Operados pela PetroReconcavo.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Imagen 1 e 2– Ativo Bahia

ATIVO BAHIA



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 122,4 Mmboe e reservas brutas de óleo e gás equivalentes a 27,4 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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Sesmaria, que constituem o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante:

(i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$ 7,3 milhões foram pagos no dia da conclusão da operação, já com os ajustes previstos no contrato, em 22 de dezembro de 2021; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após a data do fechamento da transação, valor a ser corrigido com base nas condições previstas em contrato.

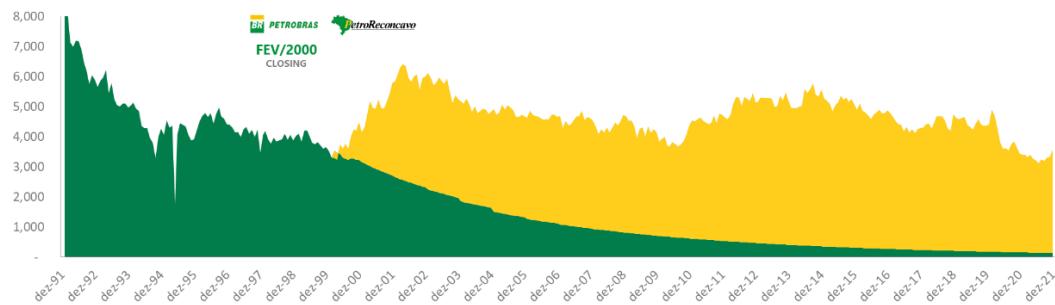
Os 12 campos do Polo Remanso passaram então a ser operados como concessões da Companhia e atualmente se encerram em 2025, podendo ser estendido o prazo das mesmas por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto à ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.

Entre 1º de fevereiro de 2000 e 22 de dezembro de 2021, estes campos foram operados através do Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária dos mesmos. 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. Recebímos 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 apresentavamos para sua revisão e aprovação anualmente, enquanto a PetroReconcavo investia os 85% remanescentes.

O preço de referência dos volumes de petróleo incremental que nós entregavamos à Petrobras nos termos do CPCR tomava por base o benchmark estabelecido pelo mercado de petróleo cru Brent, ou Brent, que é utilizado para especificar aproximadamente dois terços do fornecimento de petróleo cru negociado internacionalmente.

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

Gráfico 9 - Fev/2000 Transição das Operações



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

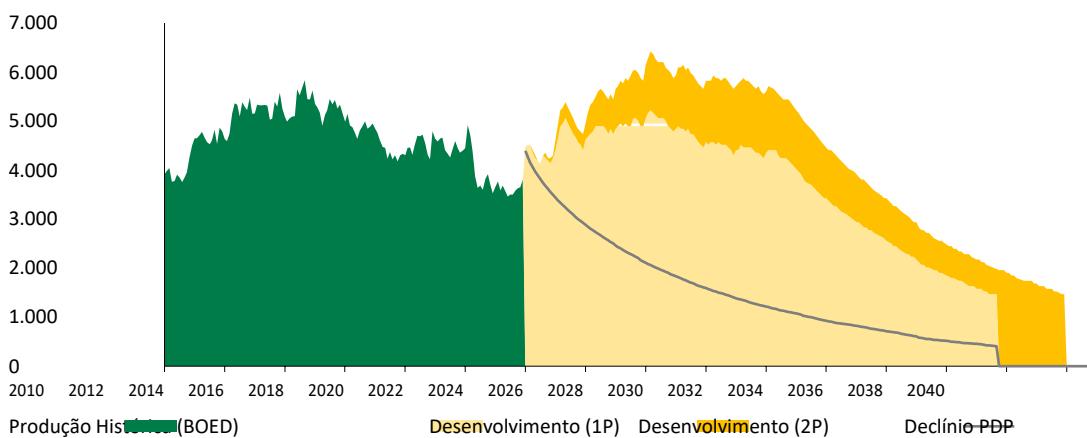
7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Ao longo dos 22 anos operando este ativo, elevamos a participação deste conjunto de campos de 4,6% para 10,9% da produção total da Bacia em boed (referência ANP BDEP dez/2021), confortes resultados operacionais e financeiros, que, acreditamos, validam a nossa estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios.

Além disso, entre os anos de 2003 e 2007, a Reconcavo E&P, subsidiária da PetroReconcavo, adquiriu, através de Rodadas de Licitações da ANP, cinco 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 Acará-Burizinho. As concessões destes campos se encerram entre os anos de 2029 e 2031 e que também poderão estar sujeitos a solicitação de extensão.

Em 31 de dezembro de 2021, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, a Companhia detém, no Polo Remanso + BTREC, aproximadamente 27,4 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P (working interest), conforme demonstra o gráfico abaixo.

Gráfico 10 - Polo Remanso + BTREC - Produção de Petróleo e Gás Natural (boed)



Fonte: 2010 a 2021 – Sistema interno de controle de produção. 2022 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI.

POLO MIRANGA:

Em 24 de fevereiro, a Companhia, através da subsidiária SPE Miranga, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres de Apraiús, Biriba, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia do Recôncavo, na Bahia.

Com a cessão dos contratos de concessão à subsidiária integral da Companhia, SPE Miranga 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 referente à parcela devida e mais US\$3,7 milhões referentes a aquisição de estoque de materiais de interesse da Companhia.

Ainda serão devidas as seguintes parcelas como pagamentos diferidos ou contingentes: (i) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses, contados da data de fechamento da transação; (ii) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses, contados da data de fechamento da transação; (iii) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses contados da data de fechamento da transação; e (iv) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato,

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do petróleo(Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

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 371,1 MMboe. A produção média do Polo Miranga em 2021 foi de aproximadamente 691 barris de petróleo por dia (bopd) e 362,3 mil m³/dia de gás natural. Sob a gestão da Companhia a produção de dezembro 2021 totalizou 815 barris de petróleo por dia (bopd) e 432 mil m³/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, o que será solicitado 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 2021, US\$85,0 milhões estavam “in the money”, ou seja, seriam devidos caso a curva futura mencionada se confirme.

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

Curva Futura de Petróleo Tipo Brent em 31 de dezembro de 2021:

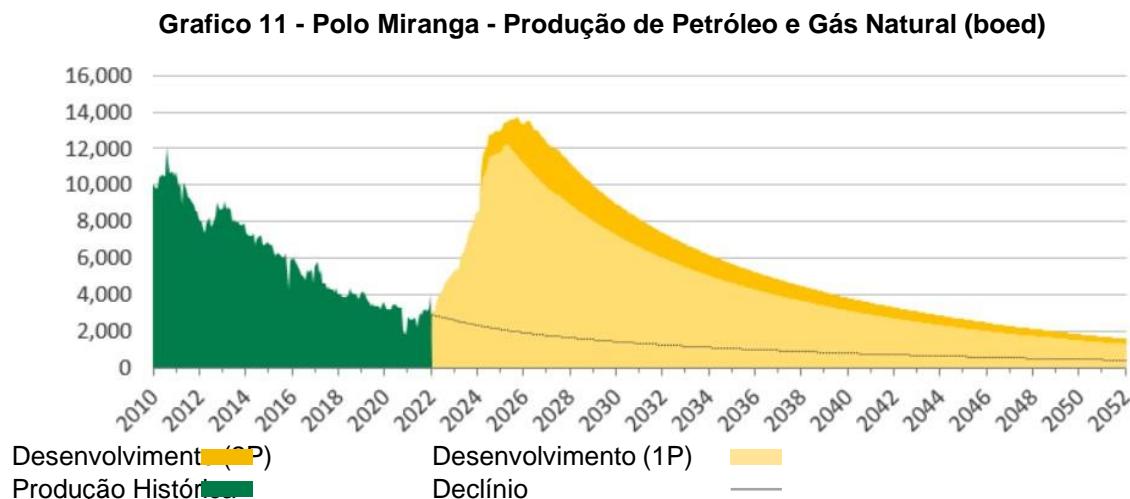
Brent Médio no Ano (1) Ano	Pagamento Contingente Estimado (US\$MM)
2022	75,59
2023	71,00
2024	67,87
Total	- 85,0

Fonte: (1) Futures Daily Market Report for ICE Brent Futures 31-Dec-2021

As operações do Polo Miranga iniciaram em 1961 e de acordo com a certificação de reservas e recursos contingentes da consultoria NSAI, conforme relatório datado de fevereiro de 2022, existem aproximadamente 62,8 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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas



Fonte: 2010 a 2021 – Petrobras / ANP. 2022 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI

ATIVO POTIGUAR

Em 9 de dezembro de 2019, a PetroReconcavo, através da subsidiária Potiguar E&P, concretizou a aquisição da participação da Petrobras nos campos do Polo Riacho da Forquilha, primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras. O Polo, situado no estado do Rio Grande do Norte, é composto por 33 concessões, das quais 32 são operadas pela Potiguar E&P, 30 delas de propriedade exclusiva da Potiguar E&P, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, 1 operada pelo parceiro Mandacaru Energia Ltda (ex Partex Brasil Ltda). A Companhia também adquiriu, através de sua subsidiária Potiguar E&P, 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 Permanente realizado 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, 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.

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 162,7 MMboe. O petróleo produzido no Ativo Potiguar possui API entre 25 e 37 e nível de enxofre de aproximadamente 0,05%.

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

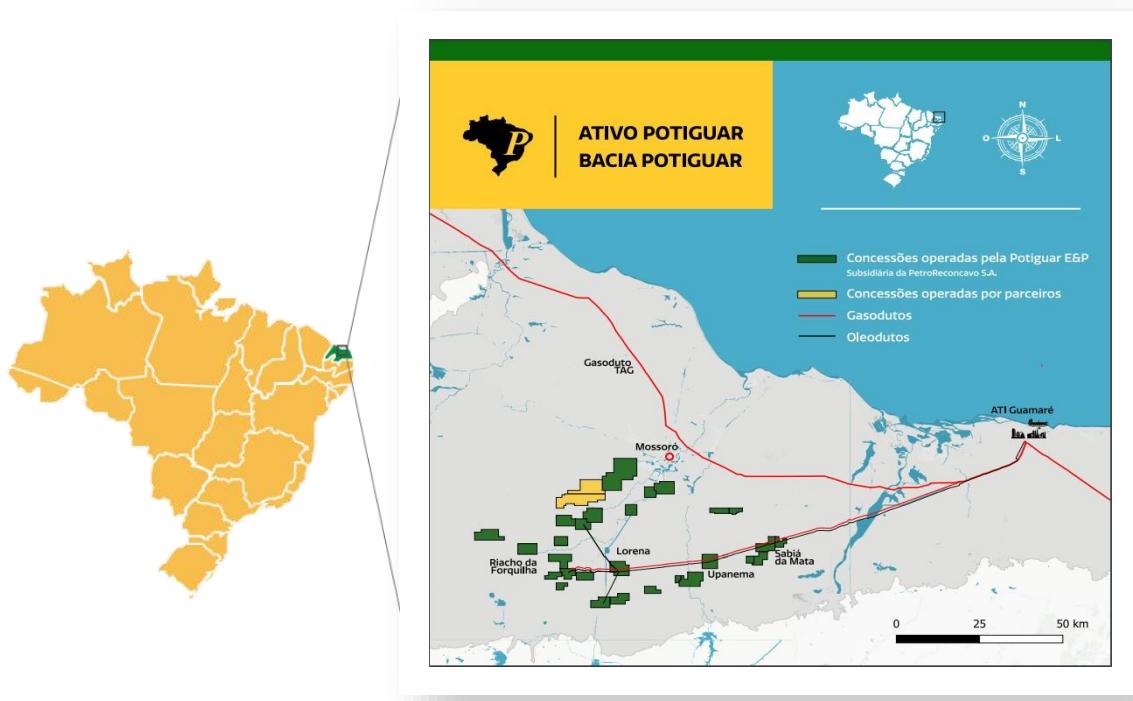
Imagen 3 e 4– Ativo Potiguar

ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

- 32 concessões operadas
- 1 concessão operada por parceiro.
(PRSA work interest)
- 1 bloco exploratório

Polo Riacho da Forquilha



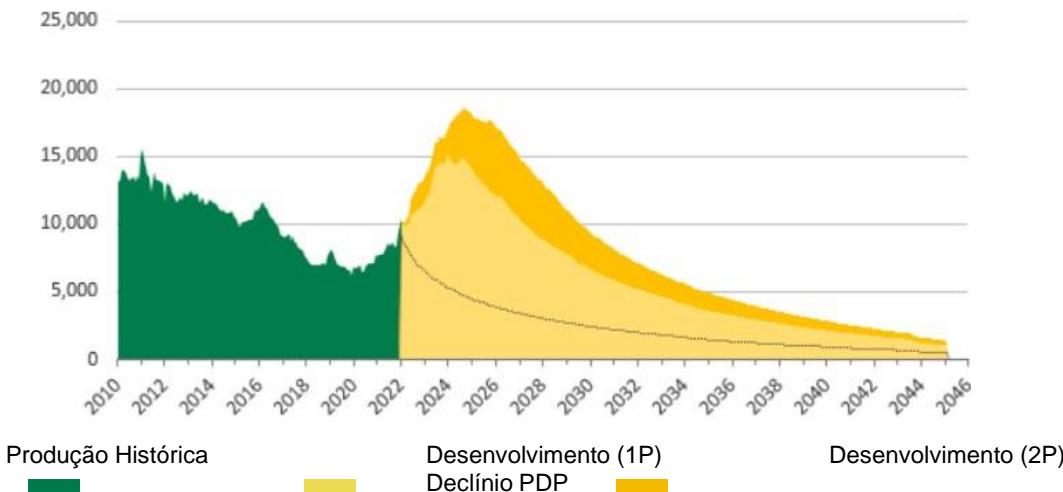
Nos primeiros 12 meses de operação nós obtivemos um incremento de cerca de 40% nos volumes de produção em BOPD e em pouco mais de 2 anos, em fevereiro de 2021, já superavamos 80% de incremento BOED, não apenas validando a estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios, como também comprovando a escalabilidade, e aplicabilidade de forma rápida em novos ativos adquiridos pela Companhia.

Dos 33 contratos de concessão atuais, 21 se encerram em 2025 e os demais 12 entre 2032 e 2039, todos com a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. A Potiguar E&P já submeteu à ANP a solicitação de extensão e os novos planos de desenvolvimento, inclusive com a proposta de redução de royalties sobre a produção incremental, para 11 Campos da rodada zero e aguarda o pronunciamento da Agência Reguladora.

A nossa produção média nos ativos na bacia Potiguar em dezembro de 2021, incluindo participação nos campos operados por parceiros, foi de aproximadamente 7.153 barris de petróleo por dia (bopd) e 381 mil m³ de gás por dia. Em 31 de dezembro de 2021, de acordo com a certificação de reservas da consultoria NSAI, nós detemos aproximadamente 65,6 milhões de barris de petróleo equivalente em reservas brutas 2P (working interest).

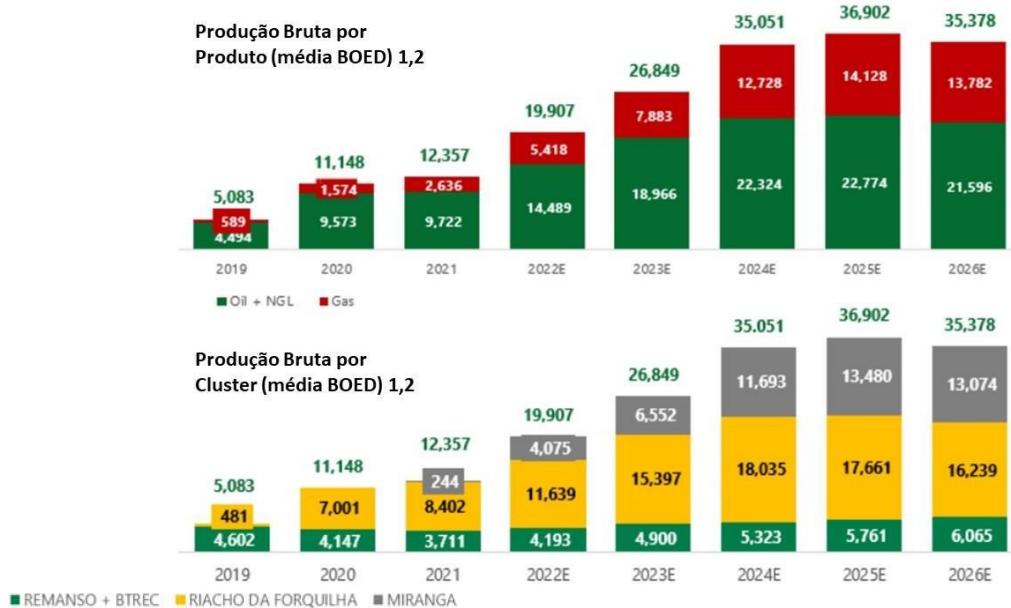
7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Gráfico 12 - Ativo Potiguar - Produção de Petróleo e Gás Naturas (boed)



Fonte: 2010 a 2019 – Petrobras. 2020 e 2021 – Sistema interno de controle de produção. 2022 em diante – Relatório de Reservas e Recursos Contingentes emitido pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSA/

Gráfico 13 - Visão Geral do Relatório de Reservas de Participação Bruta 2P



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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

O plano de recuperação do campo de Mata de São João demonstra a capacidade de execução da Companhia, tendo sido capaz de alavancar a produção de petróleo de 111 bopd para 1.714 bopd em 15 anos. A operação do campo, em 2000, contava com 6 poços produtores, 1 injetor, e uma pressão no reservatório de 290 psi. Em 2020 passou-se a ter 9 poços produtores, 11 injetores e uma pressão de reservatório entre 1.200 e 1.400 psi. 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 02 e 03 de fevereiro de 2022 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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Ao longo de mais de 22 anos de operações, nós desenvolvemos e temos aprimorado um modelo de negócio comprovado e que acreditamos ter capacidade de execução diferenciada. O sucesso deste modelo se demonstra pelos sólidos resultados operacionais e financeiros apresentados ao longo de nossa trajetória, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, inclusive em meio à recente pandemia e recessão global.

Dentre estes resultados destacamos a grande geração de caixa durante o período, mesmo comum investimento significativo no desenvolvimento de nossos campos, e incrementos significativos nos volumes de reservas provadas, mesmo após décadas de produção. Como exemplo, em nossos 22 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 27,4 milhões de boe em dezembro de 2021, de acordo com os relatórios de reserva da Ryder Scott e NSAI, respectivamente, sendo que nesse mesmo período a produção acumulada foi de cerca de 32,7 milhões de BOE. Neste mesmo período, a Companhia distribuiu dividendos para seus acionistas num montante de aproximadamente R\$ 440 milhões.

Adicionalmente, os resultados observados no primeiro ano de nossas operações na Bacia Potiguar atestaram a escalabilidade deste modelo de negócios. A produção 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, ao nosso expertise como operadora, já que operamos quase todos os campos nos quais detemos interesse econômico. Apenas nos campos operados na Bacia do Recôncavo, executamos ao longo da nossa trajetória mais de mil projetos de intervenção em poços (workovers) e dezenas de perfurações de poços em áreas de reservas provadas ou prováveis, tendo sido capazes de gerar ao longo dos anos ganhos de produtividade e redução nos custos de intervenção e perfuração.

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

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

Nós nos especializamos na operação de Campos Maduros que, em geral, apresentam infraestrutura bastante desenvolvida e baixo risco exploratório. Os campos nos quais detemos interesse econômico, têm volumes expressivos de Reservas 2P, sendo que as reservas 1P, em 31 de dezembro de 2021, representavam 78% do total. As Reservas Provadas (1P) possuem a mais alta probabilidade de sucesso de recuperação dentre as categorias estabelecidas no setor 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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/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 vários deles egressos do programa de trainee desenvolvido pela Companhia ao longo de mais de uma década.

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

Além disso, os acionistas fundadores da Companhia, PetroSantander e Perbras, 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.

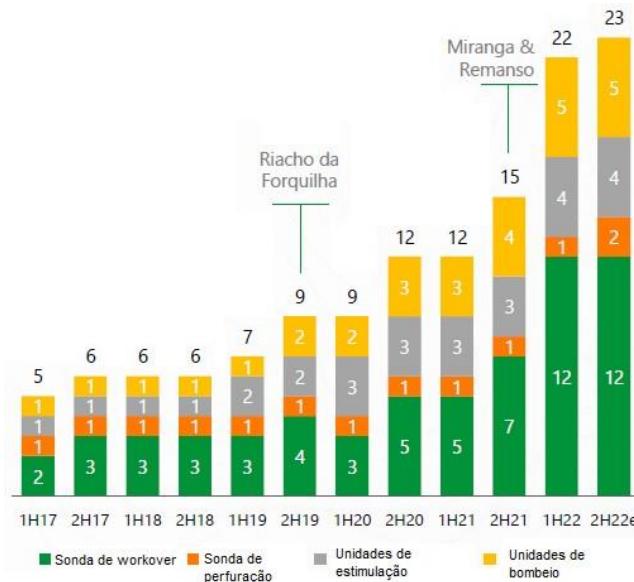
As características e história do desenvolvimento da indústria “onshore” no Brasil, sobretudo a longa predominância de um único operador com características de NOC (“National Oil Company”), tem gerado o que acreditamos ser distorções no mercado, sobretudo na área de serviços de campo (“oilfield services”). Altos custos de serviços especializados, combinados com baixa disponibilidade de equipamentos, e sobretudo carência de mão de obra capacitada são potenciais obstáculos ao desenvolvimento e operação de campos maduros de forma produtiva e contínua. Estes fatores têm se agravado em decorrência do período relativamente longo de 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, wellservice 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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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”:

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

Além dos benefícios de uma estrutura verticalizada conforme descrito acima, temos implementado um processo contínuo de Transformação Digital e aplicação de Internet das Coisas em ambiente Industrial (IIOT). Esta iniciativa, que passa pelo monitoramento remoto pordados 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/mantenedore da extensiva coleta e análise de dados de operação, gerando modelos preditivos e contribuindo para aumentar a sustentabilidade, eficiência e a competitividade das nossas operações.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

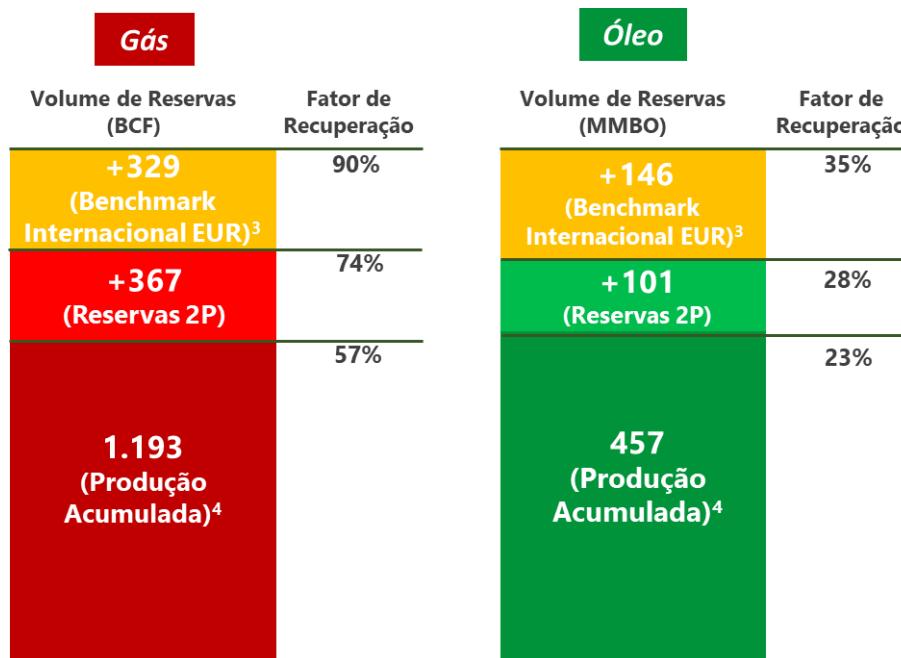
Alto potencial de crescimento orgânico e através de aquisições potenciais

Os nossos ativos de produção estão localizados nas bacias do Recôncavo e Potiguar, que possuem um dos maiores volumes de hidrocarbonetos dentre as bacias onshore maduras no Brasil, de acordo com a ANP. As nossas 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 2021 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 57%. Somando-se as reservas 2P de gás certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 74%. 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.

Gráfico 16 – Produção de Óleo e Gás



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

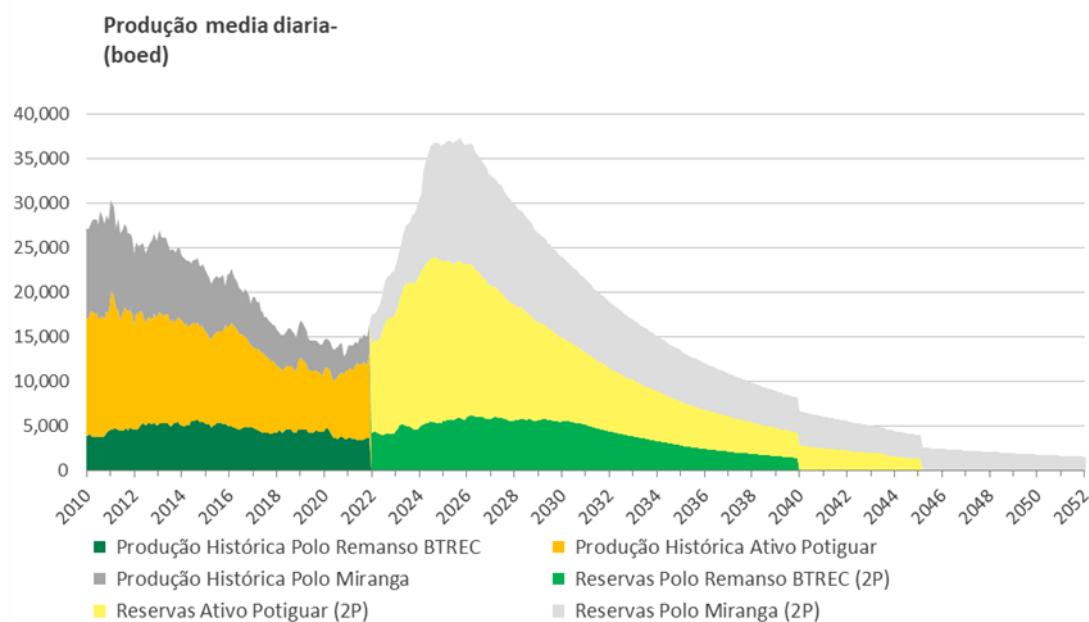
7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Notas: 1) Reservas brutas 2P de acordo com o Relatório de reservas; 2) As reservas brutas e o percentual nos campos operados em consórcios correspondem a 151 MMBOE 2P; 3) Estimated ultimate recovery (EUR) é um termo comumente usado na indústria de petróleo e gás. A recuperação final estimada é uma aproximação da quantidade de petróleo ou gás que é potencialmente recuperável ou já foi recuperada de uma reserva ou poço. Benchmark internacional EUR é uma estimativa adotada pela companhia e não é certificado pela NSAI; 4) Produção acumulada até dezembro de 2021.

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

Abaixo apresentamos a produção histórica e a projeção (2P) dos campos do Polo Remanso + BTREC, Ativo Potiguar e Polo Miranga.

Gráfico 17 - Produção média diária (boed)



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

Devemos continuar a focar esforços na avaliação dos demais ativos remanescentes dentro do Programa de Desinvestimento da Petrobras, assim como outras oportunidades para aquisições.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Pontos Fracos, Obstáculos e Ameacas:

Em decorrência das operações da Companhia e suas subsidiárias estarem majoritariamente vinculadas à Petrobras S.A., os resultados da Companhia e de suas controladas 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 sessão de infraestrutura de escoamento e processamento.

Ainda, a Companhia poderá precisar de financiamentos adicionais, especialmente para opagamento 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, dependem 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 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, disciplinada alocação de capital, da captura de sinergias e ganhos de escala, e da otimização da estrutura de capital.

Por meio de nossas recentes aquisições, ampliamos consideravelmente a nossa escala, incorporando ativos maduros com 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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

	Potiguar	Recôncavo	Miranga
Valor da Proposta (US\$MM)	384.20	30.00	220.10
Depósito (US\$MM)	28.82	4.00	11.00
Ajuste de Preço (US\$MM)	(32.75)	(13.7)	N/A
Valor Pago ou a Pagar no Fechamento (US\$MM)	266.4	7.3²	44.00
Pagamentos Diferidos (US\$MM)	56.23³	5.00¹	80.10
Pagamentos Contingentes Atrelados ao preço do Brent (US\$MM)	N/A	N/A	Máx. 85.00
Taxa de Juros (Financiamento da Aquisição)	Libor 3 meses + 6.3%	N/A	USD + 4,9633%⁴

Notas: 1) Pagamento 1 ano após o fechamento; 2)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.

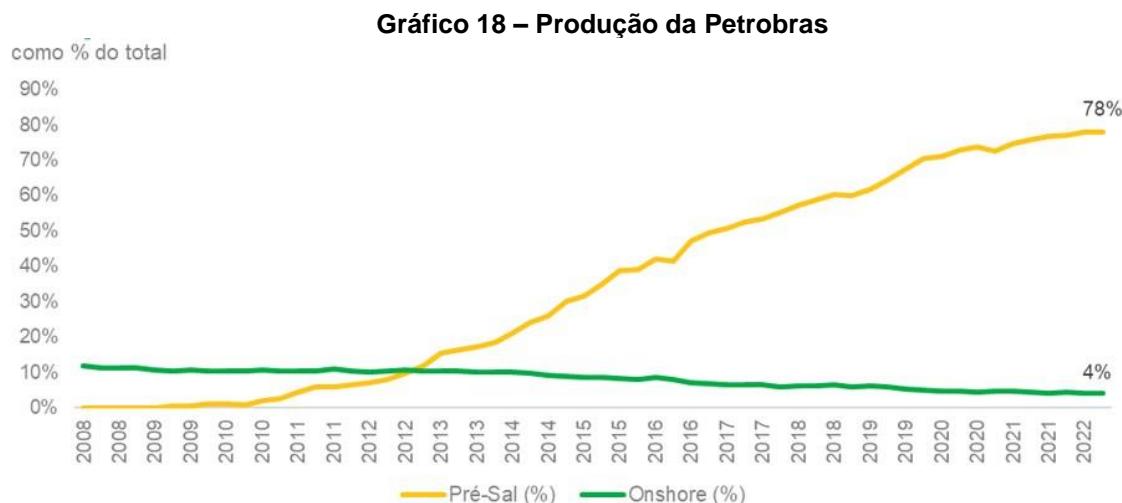
Explorar oportunidades de crescimento selecionadas por meio de aquisições de ativos de produção no Brasil e no exterior

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.

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

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas



Fonte: ANP

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

Em 2020, a Petrobras anunciou em seu planejamento estratégico a venda todos os seus campos terrestres, do qual nós estamos em negociação para a aquisição do Polo Bahia Terra. Acreditamos que este programa de desinvestimento de ativos do onshore brasileiro até então detidos pela Petrobras continuará a gerar excelentes oportunidades para o nosso crescimento neste nicho do setor. Em maio de 2022, apenas os Polos Bahia Terra e Urucu ainda não possuem contratos de aquisição assinados entre Petrobras e operadores independentes. Também acreditamos em uma crescente atividade de M&A entre os players independentes e que pode abrir boas oportunidades para a Companhia no futuro. Acreditamos ainda que somos o operador mais bem posicionado para se beneficiar desta oportunidade.

Polo	Concessões ¹	Bacia	Produção ² de óleo (bopd)	Percentual óleo leve / óleo pesado	Produção ² de gás (boed)	Status em 30/04/2022
Potiguar	O Polo Potiguar é composto por 3 sub-polos (Canto do Amaro, Alto do Rodrigues and Ubarana), totalizando 26 concessões (23 onshore and 3 offshore), localizadas no Rio Grande do Norte. Inclui 3 UPGNs, terminal marítimo e a refinaria Clara Camarão.	Potiguar (RN)	22.932	57% leve 43% pesado	586	Contrato para aquisição do Polo assinado com a 3R Petróleo S.A. em 28/01/2022
Bahia Terra	28 concessões onshore: Araçás, Buracica, Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Cantagalo, Cidade de Entre Rios, Fazenda Alvorada, Fazenda Azevedo, Fazenda Bálamo, Fazenda Boa Esperança, Fazenda Imbé, Fazenda Panela entre outros, no estado da Bahia. Inclui a UPGN Catu e dois parques de armazenamento.	Recôncavo (BA)	13.907	100% leve	3.805	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, Arari, Atalaia Sul, Brejo Grande, Castanhal, Ilha Pequena, Mato Grosso,	Sergipe (SE)	10.092	33% leve 67% pesado	423	Contrato para aquisição do Polo assinado com a Carmo Energy em 23/12/2021

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

	Riachuelo e Siririzinho, localizadas no estado Sergipe. Inclui a UPGN Atalaia e o terminal marítimo Tecarmo					
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 SPE 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

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 terem taxa elevada. Apesar da visão do mercado de que o mercado de capitais de dívida deva crescer significantemente 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.

Conduzir operações com vistas a maximizar retornos e minimizar riscos

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

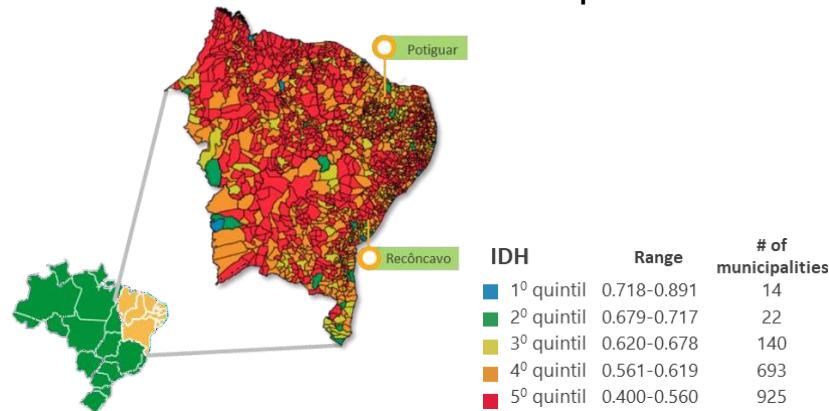
Disseminar nossas políticas de gestão de qualidade, segurança, saúde, meio ambiente e sustentabilidade

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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

Em termos de segurança, em 2020 não tivemos perda de hora trabalhada devido a acidentes. Além disso, até maio de 2022, mantemos o recorde de 1.370 dias sem um acidente no Ativo Bahia, ou um total de 1.3mm (1 milhão e 300 mil) horas de trabalho.

7. Atividades do emissor / 7.1.a - Infos. de sociedade de economia mista**7.1-a – Informações específicas de sociedade de economia mista**

- (a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

- (b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

- (c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

7.2 – 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 a Administração da Companhia (principal tomador de decisões operacionais) para alocar recursos e avaliar o desempenho são revistos mensalmente através dos relatórios gerenciais de resultado que apresentam as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia investimentos, gastos, produção, outros indicadores operacionais e toma suas decisões com base nas informações consolidadas de todas as empresas do grupo.

Desde 2000, a Companhia vem reabilitando 12 campos maduros na região do Recôncavo Baiano, 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 7.1 deste Formulário de Referência.

(a) 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	E&P Petróleo e Gás
Período de três meses findo em 31 de março de 2022	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2021	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2020	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2019	
Receita Líquida (R\$ milhões)	703,5	1.040,6	787,8	339,9
% em relação à Receita Líquida Consolidada	100%	100%	100%	100%

(b) 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	E&P Petróleo e Gás
Período de três meses findo em 31 de março de 2022	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2021	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2020	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2019	
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ milhões)	401,8	176,9	(81,8)	63,7
% em relação ao Lucro Líquido Consolidado	100%	100%	100%	100%

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

7.3 – 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 explorado, em caso de descoberta de uma reserva de petróleo, é iniciada a fase de avaliação da descoberta, que pode resultar em declaração de comercialidade ou ser declarada descoberta subcomercial, quando não há volume que possa ser monetizado e a área de exploração é devolvida.

Após o desenvolvimento, é iniciada a fase de produção onde todos os equipamentos já estão instalados e operando. Essa é a fase em que a operadora recupera o investimento feito durante as fases de exploração e faz a gestão dos reservatórios de maneira que se extraia o máximo possível de petróleo e gás de maneira economicamente viável. Os campos maduros de óleo e gás por definição são aqueles em que a produção já passou do pico e está em fase de declínio, mas que podem apresentar oportunidades de redesenvolvimento com a aplicação de técnicas de recuperação secundária ou otimizando a forma de operar os campos.

Atualmente, a Companhia desenvolve a totalidade de suas atividades na Bacia do Recôncavo, localizada no Estado da Bahia e na Bacia Potiguar, localizada no estado do Rio Grande do Norte.

O segmento de produção de petróleo e gás, no qual a Companhia atua tem por base contratos de concessão celebrados com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, via de regra, são constituídos por duas fases: exploração e produção, as quais são descritas abaixo:

- a. Exploração: A fase de exploração precede a fase de produção e tem por objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural. O contrato estabelece um prazo, durante o qual o concessionário ou contratado deve desenvolver atividades exploratórias de geologia e geofísica, visando ao maior conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, em especial do bloco adquirido.

As atividades exploratórias envolvem a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, perfuração e avaliação de poços, dentre outras, devendo obrigatoriamente contemplar o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) acordado com a ANP.

Também é nessa fase que o concessionário ou contratado realiza as avaliações de descobertas e, caso conclua pela viabilidade econômica da descoberta, declara a comercialidade das áreas. Ainda na fase de exploração, caso não haja interesse econômico, o concessionário ou contratado realiza a devolução das áreas para a União;

- b. Produção: é a fase que se divide em etapa de desenvolvimento e etapa de produção
 - Etapa de desenvolvimento: quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada. Neste momento são realizadas, por exemplo, a perfuração dos poços produtores, a construção das instalações de superfície e dos gasodutos e oleodutos que escoarão a produção.
 - Etapa de produção: quando, com toda a infraestrutura já instalada, o campo passa a produzir petróleo e/ou gás para abastecer o mercado. Esta etapa é a mais longa de todo o ciclo de vida de um campo de petróleo, podendo se estender por décadas a depender da capacidade produtiva do campo. Nesta etapa, o petróleo e o gás são extraídos dos reservatórios subterrâneos e transportados para estações de tratamento para serem comercializados.

7. Atividades do emissor / 7.3 - 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: {Produção Acumulada (boe) / Produção Acumulada (boe) + Reservas 1P(boe)}”.

A seguir, apresentamos informações detalhadas acerca de cada uma de tais fases.

a. FASE DE EXPLORAÇÃO

A fase de exploração se inicia com a aquisição de um bloco exploratório terrestre ou marítimo, através de leilão realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”). De posse das informações geológicas da região, cedidas pela ANP, após o arremate do bloco, são realizados estudos geológicos avançados sobre o bloco em questão. Após realizados esses estudos, são perfurados poços exploratórios, com o objetivo de confirmar fisicamente as informações obtidas através das análises geológicas.

Uma vez constatada a viabilidade técnico-financeira do campo explorado, é declarada a sua comercialidade, junto à ANP, momento em que é necessária a apresentação de um plano de desenvolvimento da produção, documento no qual é especificada a quantidade e a localização dos poços a serem perfurados, além da estrutura que será montada para a produção de petróleo e gás, dentre outras informações.

b. FASE DE PRODUÇÃO

i. ETAPA DE DESENVOLVIMENTO

A partir da apresentação do plano de desenvolvimento da produção à ANP, inicia-se a fase de desenvolvimento do campo de petróleo e gás, que consiste na perfuração e complementação dos poços de produção, e a instalação dos equipamentos e infraestrutura necessários à produção.

b.1 Perfuração de Poços de Produção

Tecnicamente, a perfuração consiste no conjunto de várias operações e atividades necessárias para atravessar as formações geológicas que formam a porção superficial da crosta terrestre, com objetivos predeterminados, até atingir-se o objetivo principal, que é a prospecção de hidrocarbonetos.

Nas atividades de perfuração de poços, utilizam-se sondas de perfuração que consistem em um conjunto de equipamentos bastante complexos, existindo grande variedade de tipos. Tais sondas podem ser terrestres ou marítimas, conforme o local de operação. No caso das operações da Companhia, são utilizadas somente sondas terrestres, já que as atividades da Companhia são desenvolvidas exclusivamente onshore.

b.2 Completação

A completação consiste no conjunto integral de operações de modo a deixá-lo pronto, sob aspecto de subsuperfície, para início de operação.

Para escoamento da produção do poço é necessária a instalação de uma malha de linhas de produção. Essas linhas são conectadas à cabeça dos poços e têm por objetivo levar o óleo e o gás dos poços até as estações coletoras, cujos componentes essenciais são vasos separadores, tanques de armazenamento e bombas. Tais estações coletoras são responsáveis pela coleta e distribuição da produção dos campos de petróleo.

Alguns poços, tanto terrestres como marítimos, não possuem a pressão necessária para uma produção espontânea de petróleo por estarem situados em regiões exploratórias já maduras.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 dispõe 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.

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



7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

c.3 Transferência de Entregas

Óleo

Estando o óleo dentro das especificações de venda, o cliente é então contatado antes de iniciar-se a transferência, de acordo com a programação estabelecida com o cliente, em data e hora determinadas pelas partes. Uma vez acordado sobre a transferência, a operação se dá por oleodutos ou em alguns 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

Os investimentos no processo produtivo da Companhia têm por objetivo a produção das reservas de petróleo e gás natural com segurança e em atendimento aos requisitos legais.

A maior parte da produção atual da Companhia se dá em campos maduros, que é como são denominados os campos de petróleo descobertos há muito tempo, que já produziram pelo menos metade das suas reservas recuperáveis totais, normalmente com um relevante histórico de produção passada.

A maioria dos campos hoje operados pela Companhia foram recebidos com mais de 20 anos de produção efetivada. Ou seja, no passado, quando de sua fase exploratória, no início dos trabalhos de pesquisa, estudos específicos de geologia, constataram uma potencial área produtora de petróleo. Foram furados os poços exploratórios e delimitadas as jazidas. Nestas jazidas, foram produzidos os hidrocarbonetos acumulados nos reservatórios durante décadas.

Após esse período, na fase madura de suas vidas, estes poços apresentam uma baixa na sua produtividade, o que requer novos estudos, com ferramentas e técnicas mais avançadas tecnologicamente, que permitam identificar, com maior assertividade, novos potenciais dentro de uma área já conhecida. Através da análise do resultado desses estudos é também possível obter um incremento na produção dos campos e/ou dos poços, alterando seus projetos de equipamento de elevação artificial, além de alterações nas instalações coletoras desta produção que eliminem gargalos de produção.

Grande parte dos investimentos recentes da Companhia tem sido no sentido de implementar projetos de recuperação secundária (uma das técnicas disponíveis para reabilitação e rejuvenescimento dos campos maduros) nestes campos operados. Tais projetos objetivam a extração de volumes adicionais de hidrocarbonetos líquidos ou gás natural através de sistemas de manutenção de pressão no reservatório, tais como injeção de água ou injeção de gás. No caso da Companhia, utiliza-se o método de injeção de água, que tem sido um dos métodos de recuperação secundária de petróleo mais usados na indústria. Tal método consiste na injeção de água em reservatórios depletados para recuperação ou manutenção da pressão do reservatório e, por consequência, manter a capacidade de produção e aumentar a recuperação de petróleo. Quando o sistema de injeção é adequadamente desenhado, tem-se ainda o efeito de varredura do reservatório, deslocando o petróleo em direção aos poços produtores.

A complexidade dessas atividades e a exigência de alta capacitação da equipe e altos investimentos em equipamento para que sejam alcançados os resultados demandam que a Companhia mantenha dentro de seu quadro de profissionais um núcleo de engenheiros e geólogos habilitados e capacitados nas diversas áreas da engenharia de petróleo.

Para melhor compreensão do processo acima relatado, apresentam-se a seguir suas diversas etapas, ressaltando que esta divisão não é bem estabelecida na vivência prática das operações,

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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.

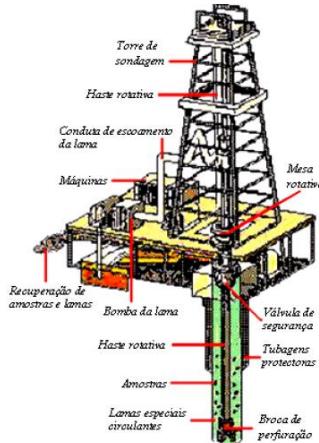
Este processo de "melhor conhecimento do reservatório" norteará todas as ações a serem desenvolvidas para fins de otimização da produção do campo. Na medida em que se novos dados são obtidos, estes são de tempos em tempos, normalmente em bases anuais, reprocessados visando agregar novas informações para 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.

Imagem 2 - Ilustração de uma perfuração



Fonte: www.nugeo.ufop.br/joomla/.../PaginasArquivos_22_83.pdf - 30/08/2010

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 o mesmo já serviu anteriormente como produtor, mas chegou ao ponto de sua curva de produção em que a sua produção deixou de ser viável e, por isso, foi interrompida. Porém, sendo esse poço equipado com um método de elevação mais adequado ou recebendo uma intervenção que o modernizará, poderá ter a sua produtividade restabelecida, voltando a ser um poço produtor e economicamente viável.

d.5 Conversão a Injetor

Esse tipo de investimento converte um poço que anteriormente era produtor de petróleo, isto é, um poço de extração, em um poço injetor de gás, água ou vapor, para manter ou aumentar a pressão dentro do reservatório e, assim, otimizar a produção.

Esta foi uma grande modernização realizada pela Companhia. Primeiramente, porque converteu muitos poços de extração em poços injetores e, em segundo lugar, deixou de realizar injeção de gás e passou a utilizar apenas a técnica de injeção de água, com isso, o gás que antes era utilizado para aumentar a pressão dos reservatórios passou a ser vendido.

Com a recuperação primária, normalmente se retira entre 10 e 20% do óleo do reservatório; já com a injeção de água, a recuperação (secundária) atinge um resultado entre 20 a 40%.

Para converter um poço de extração de petróleo em injeção de água, retira-se o equipamento de elevação artificial de petróleo, que é substituído por algumas conexões.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Imagen 3 - Ilustração de vários poços injetores e um produtor

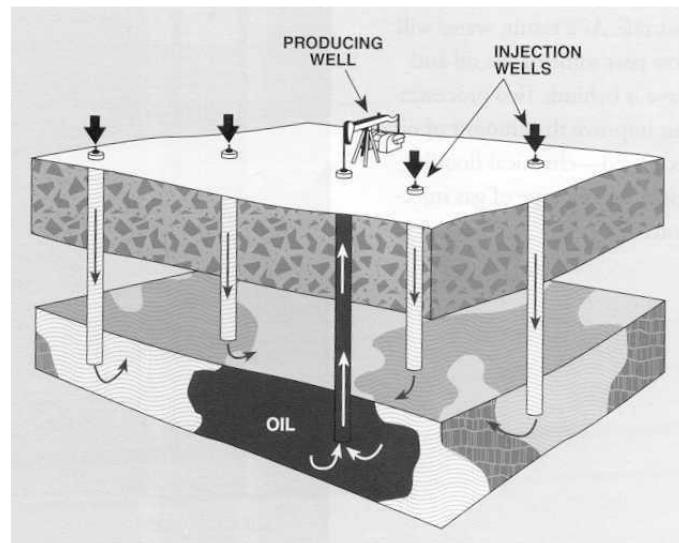


Imagen 4 - Poço de Injeção de Água no Campo de Gomo



Imagen 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.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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.

Imagen 6 - Unidade própria de Fraturamento Hidráulico da PetroReconcavo



Imagen 7 –
Fraturamento Convencional vs Não Convencional

Convencional



- Volume injetado **73-537 m³**
- Permeabilidade **5-300 mD** (miliDarcy)



Não Convencional

Definição ANP¹

- Volume injetado > **3.000 m³**
- Permeabilidade menor que **0,1 mD** (miliDarcy)



7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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.

Imagen 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 Submergíveis (BCS): método de elevação artificial que utiliza uma bomba centrífuga de subsuperfície, acionada eletricamente. Esses motores são projetados para suportar condições muito severas, pois estão sujeitos a altas pressões e altas temperaturas. Geralmente se utiliza o bombeamento eletro submersível quando um poço que produz por bombeio mecânico passa a ter um nível de vazão muito alto, e este bombeio não é suficiente para aumentar ou manter a produção. Com esse método, é possível extrair a um nível de vazão significativamente mais alto, aumentando assim a produtividade do poço.

Imagen 9 - Poço equipado com Bomba Eletro Submersível



7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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.

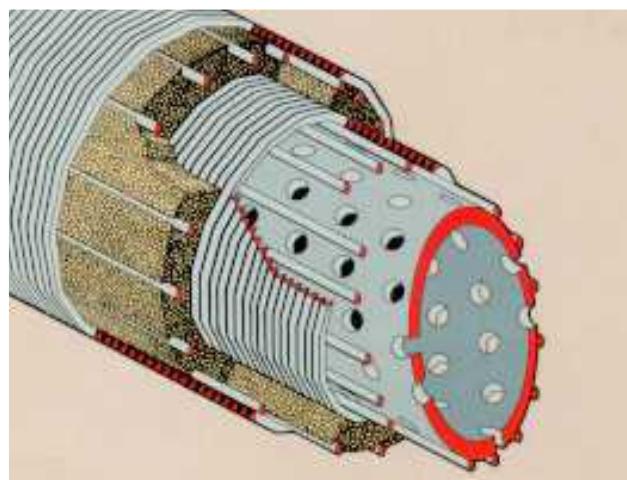
d.9 Canhoneio

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.

Imagen 10 - Ilustração do processo de canhoneio

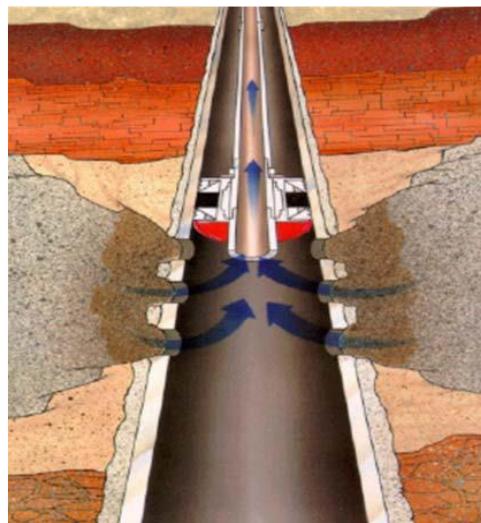


Imagen 11 - Ilustração do canhão



7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Imagen 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 2021, a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil, D&O, entre outros.

Os principais ativos, responsabilidades ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

<u>Modalidades</u>	Moeda	<u>31.12.2021</u>	<u>31.03.2022</u>
		<u>Valores indenizáveis</u>	<u>Valores indenizáveis</u>
Riscos ambientais	US\$	12.100.000	6.050.000
Danos materiais	US\$	50.200.000	25.100.000
Responsabilidade civil	US\$	6.000.000	3.000.000
D&O Empresarial	R\$	80.000.000	120.000.000

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

(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 daí 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 se dá via carro tanque.

1) Polo Riacho da Forquilha: toda a produção dos poços situados nos 30 campos operados pela Companhia é escoada via oleodutos, gasodutos e em alguns 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 concorda em vender e a Petrobras em comprar, todo o volume de petróleo objeto deste contrato. O Local de Medição do petróleo é a Estação de Medição de Petróleo e Gás Natural composta de sistema de circulação de petróleo para verificação do BSW, medidor de vazão do Tipo Turbina e analisador de BSW em linha de petróleo instalado na Estação Coletora de Upanema de propriedade da Potiguar E&P, localizada no Município de Upanema, localizado a 60 km da Cidade de Mossoró, Estado do Rio Grande do Norte. Entende-se por Ponto de Entrega do petróleo objeto deste Contrato a Estação de Estreito B (ET--) - 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 Potiguar E&P 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 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 Quadro de Bóias do Terminal Aquaviário de Guamaré, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, Brasil.

A produção da Companhia nos 34 campos do Polo Riacho da Forquilha em 2021 e 2020 foi de 8.422 boed e 7.001 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 se dá a medição de volumes para efeito de faturamento e transferência de responsabilidade. De um modo geral, a produção dos campos do Complexo Centro e Sul é centralizada via dutos ou via carros-tanque em estações centralizadoras de tratamento e transferência operadas pela Companhia, onde é efetuada a separação do petróleo, da água e do gás, sendo o petróleo e o gás tratados transferidos conforme programações mutuamente acordadas com a Petrobras. A água produzida é re-injetada nos campos de origem.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 Landulfo Alves (RLAM).

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.

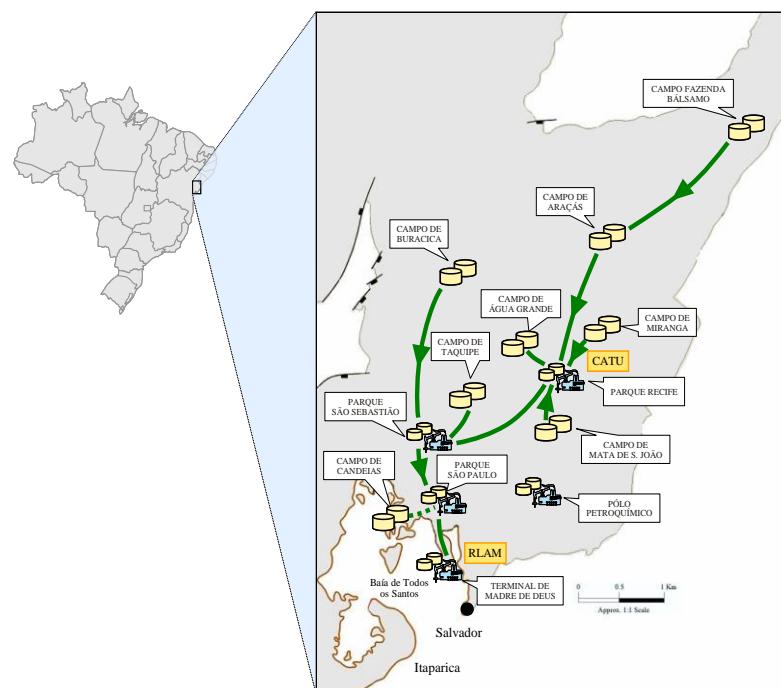
A Companhia passou, a partir de 01 de janeiro de 2022, a contratar o serviço de processamento de gás natural junto a Petrobras para a produção de gás natural de sua subsidiária Potiguar E&P no Estado do Rio Grande do Norte. O gás natural processado e os líquidos de gás natural, neste caso o GLP e o C5+, são então comercializados pela Companhia.

A Companhia também assinou 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”) (“Contrato Swap”). Na prática, o Contrato Swap possibilita 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. O Contrato Swap tem caráter transitório e será resolvido quando as partes assinarem os instrumentos contratuais definitivos para escoamento e processamento do gás natural. Para seu processamento na Bahia, a Companhia comercializa o gás natural processado e os líquidos de gás natural, neste caso o C3+.

A Companhia possuía contratos de comercialização a partir de 01 de janeiro de 2022 com as distribuidoras estaduais de gás, Potigás, PBgás e Bahiagás, assim como possuía contratos para comercialização dos líquidos de gás natural com a Ultragaz e com a própria Petrobras. Em 01 de maio de 2022 a Companhia também possuía contrato com a Nacional Gás Butano.

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

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



7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 descrita logo abaixo.

A Companhia concluiu em 2010 a construção de uma estação própria denominada Estação Ouro Preto para armazenamento e transferência de petróleo, estrategicamente localizada junto à Estação São Roque e, consequentemente, junto à rede de oleodutos no Recôncavo Baiano. Tal estação possui uma capacidade inicial de armazenamento de 8.000 barris, com capacidade para duplicar este volume, e acreditamos ser uma das maiores estações centralizadoras operadas por empresa independente na região.

A produção do Campo de Juriti é também entregue na Estação Ouro Preto.

Os volumes de petróleo tratados oriundos dos campos do Complexo BT-REC-10 e do campo de Juriti são então vendidos para a Petrobras, conforme contrato de compra e venda celebrado entre as partes. Conforme contrato de compra e venda de petróleo em vigor com a Petrobras, a Reconcavo E&P concorda em vender e a Petrobras em 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.

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, 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 ou a suas controladas, incluindo a produção do Polo Miranga a partir da conclusão da aquisição em 06 de dezembro de 2021, nos anos de 2021, 2020 e 2019 foi de 3.965, 4.143 boed e 4.602 boed, respectivamente.

A produção total da Companhia, incluindo o Polo Riacho da Forquilha, o Polo Remanso, e o Polo Miranga, referentes ao segundo semestre de 2022, até a data deste Formulário de Referência, distribuída em mais de 700 poços ativos, incluindo poços produtores e injetores, foi de 19.455 boed, sendo 12.379 bopd de petróleo e 7.076 boed de gás natural. Em 2021, essa produção foi de 12.391 boed. Em 2020, essa produção foi de 11.148 boed.

(c)características dos mercados de atuação, em especial: i. participação em cada um dos mercados; e ii. condições de competição nos mercados;

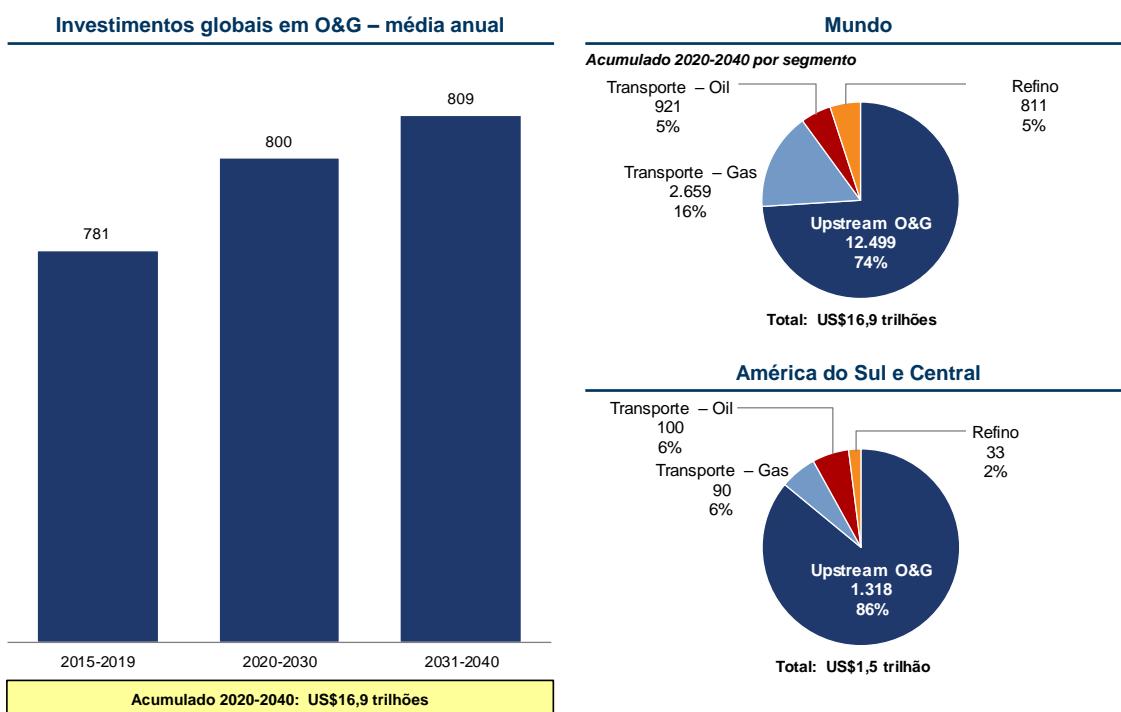
Produção e Exploração de Óleo e Gás Mundial

A indústria de óleo e gás é um dos maiores setores da economia mundial em termos de valor gerado. Agência Internacional de Energia ("IEA") estima que os investimentos em O&G se manterão ao redor de US\$ 800 bilhões ao ano de 2020 a 2030. Tal volume de investimento demonstra a estabilidade 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

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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



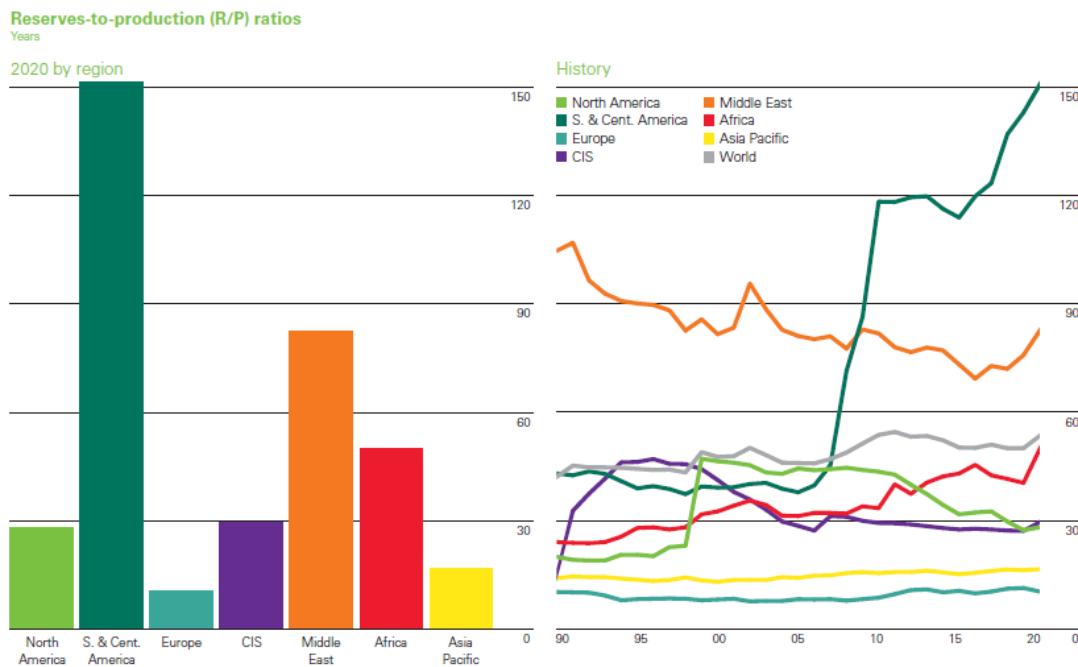
Fonte: Elaboração IBP com dados IEA

Investimentos crescentes no setor de óleo e gás estão relacionados ao persistente aumento da demanda de energia mundial. Apesar da demanda por energia ter crescido 1,3% em 2019, segundo o BP Statistical Review of World Energy, em 2020 observou-se uma queda de 4,5%, impactada pela fraca atividade econômica no período decorrente principalmente de eventos não recorrentes de lockdown ocorridos no período. Em termos de representatividade por país, a China foi o maior impulsionador de consumo de energia, sendo o único país que apresentou algum crescimento no consumo de energia (+2.1% frente a 2019). Por outro lado, as projeções de volumes mostraram uma recuperação gradual desses níveis impactados pela pandemia, conforme detalhamento mais abaixo de projeções de demanda, impulsionado pela recuperação do setor de aviação e transporte marítimo, segundo o Relatório Anual da IEA de 2021.

Segundo o mesmo relatório, em 2020, as reservas comprovadas globais de petróleo foram estimadas em 1.732 bilhões de barris. A relação de reserva por produção global mostra que as reservas de petróleo deveriam ter capacidade de produção equivalente a 50 anos de produção de óleo. A América do Sul e Central tem a maior razão de reserva por produção (equivalente a ~150anos), enquanto a Europa apresenta a menor capacidade, equivalente a 10 anos. Os países da Organization of the Petroleum Exporting Countries ("OPEC") detém 70,2% das reservas globais.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Gráfico 2 – Reserva por Produção



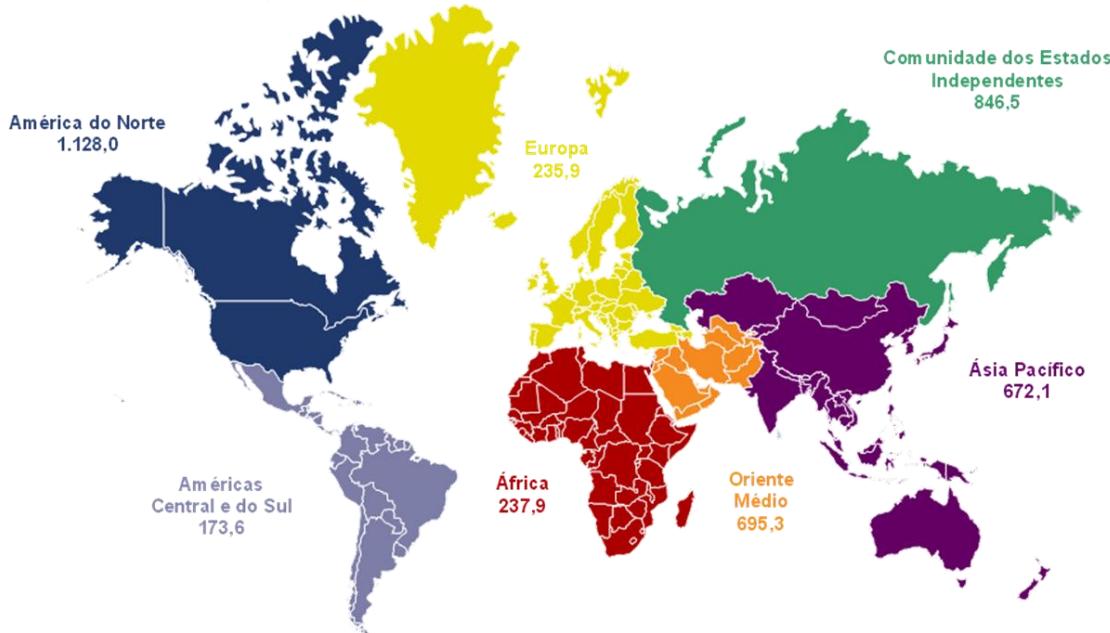
Fonte: Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition

Segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Combustíveis de 2021, o volume de petróleo produzido no mundo caiu pela primeira vez desde 2009 em 6,6 milhões de barris/ dia em 2020, passando de 95,2 milhões de barris/ dia para 88,6 milhões de barris/ dia, uma queda de 6,9%. A redução ocorreu tanto na produção de países da OPEP (-4,3 milhões barris/ dia) quanto na produção dos países que não fazem parte da OPEP (-2,3 milhões barris/ dia). Os principais países que apresentaram queda da produção foram Rússia (-1 milhão barris/ dia), Líbia (-920.000 barris/ dia) e Arábia Saudita (-790.000 barris/ dia). A produção só aumentou em alguns países, principalmente Noruega (260.000 barris/ dia) e Brasil (150.000 barris/ dia). O consumo de petróleo também caiu pela primeira vez desde 2009 em um maciço 9,1 milhões de barris/ dia. O declínio foi tanto na OCDE (-5,8 milhões barris/ dia) quanto na não-OCDE (-3,3 milhões barris/ dia). Os EUA (-2,3 milhões barris/ dia), a União Europeia (-1,5 milhão barris/ dia) e a Índia (-480.000 barris/ dia) relataram os maiores declínios. A China foi um dos poucos países onde a demanda aumentou em 2020 (220.000 barris/ dia).

Em termos de gás natural, em 2020 as reservas provadas mundiais diminuíram 2,2 Tcm para 188,1 Tcm em 2020. Uma revisão para a Argélia (-2,1 Tcm) proporcionou a maior redução, parcialmente compensada por um aumento de 0,4 Tcm nas reservas Canadenses. Rússia (37 Tcm), Irã (32 Tcm) e Catar (25 Tcm) são os países com as maiores reservas. A atual relação R/P global mostra que as reservas de gás em 2020 representaram 48,8 anos de produção atual. Oriente Médio (110,4 anos) e CEI (70,5 anos) são as regiões com maior relação R/P. No mesmo ano, a produção mundial de gás natural reduziu 3,3% em relação a 2019. O declínio foi tanto na OCDE (-2,4%) quanto na não-OCDE (-3,9%).

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Imagen 14 – Produção de Gás Natural por Regiões Geográficas (bilhões de m³) - 2020



Fonte: BP Statistical review of World Energy 2020.

Demanda de Óleo e Gás Mundial

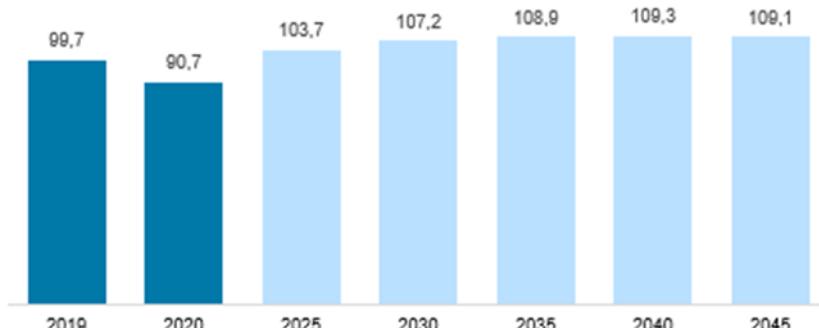
Em 2020, o consumo global de gás natural diminuiu 2,3% ou 81 bilhões de metros cúbicos (bcm), semelhante à queda observada em 2009 durante a crise financeira. O consumo de gás caiu na maioria das regiões, com notável exceção na China, onde a demanda cresceu 6,9%. Em contrapartida, a demanda de gás na América do Norte e na Europa caiu 2,6% e 2,5%, respectivamente. A produção de gás seguiu a mesma direção da demanda e apresentou queda de 123 bcm (-3,3%), com as maiores reduções observadas na Rússia (-41 bcm) e nos Estados Unidos (-15 bcm).

O COVID-19 impactou o mercado global de desenvolvimento de energia de forma relevante. Do lado da demanda, houve um declínio de 4,5% em 2020, o maior declínio desde 1945. A queda no consumo de energia foi impulsionada principalmente pelo petróleo, que contribuiu com quase três trimestres de declínio, embora o gás natural também tenha visto declínios significativos. Porém, apesar da queda na demanda global de energia, a energia eólica, solar e hidrelétrica cresceram.

Após uma contração em 2020, a OPEC espera uma recuperação acentuada da demanda global em 2021. Entre 2020 e 2025, estima-se que a demanda global de petróleo passará de 90,7 para 103,7 milhões de barris por dia. A projeção da OPEC também considera o aumento futuro da oferta de países ex-OECD e, como consequência, menor produção dos países da OECD para os próximos anos. Em relação às projeções de longo prazo, a OPEC considera que a demanda global irá alcançar 109,1 milhões de barris por dia em 2045.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Gráfico 3 - Demanda Global de Petróleo mmbbl/d



Fonte: OPEC – World Oil Outlook 2020

Em relação ao impacto no preço do petróleo, a quebra de crescimento histórico reduziu preços desde o 2º semestre de 2014 até meados de 2020. No entanto, o nível abaixo do esperado de investimento histórico no setor parece ter um impacto de aumento de preços recentes e pode perdurar nos próximos anos. No primeiro trimestre de 2022, registraram-se preços médios do Brent da ordem de US\$ 100 em parte decorrente da rápida recuperação na atividade econômica pós pandemia em alguns países e em parte pela diminuição da oferta decorrente da contração nos investimentos já explicada, além do impacto da guerra entre a Rússia e a Ucrânia.

Gráfico 4 – Histórico e Projeções do Preço de Petróleo tipo Brent



Fonte: Bloomberg

A retomada econômica e mais recentemente os impactos ocasionados pelo conflito entre Rússia e Ucrânia fizeram com que alguns agentes do mercador revisassem a projeção para preços futuros de Brent. A curva projetada pelo mercado para o Brent (Brent Crude Oil Forward Curve) em 31 de dezembro de 2021 demonstrava uma expectativa de preços de US\$75,27 por barril para 2022, US\$ 71,00 por barril para 2023 e uma média de US\$ 65,09 por barril de 2024 a 2028. A curva projetada pelo mercado para o Brent (Brent Crude Oil Forward Curve) em 01 de junho de 2022 demonstrava uma expectativa de preços de US\$111,30 por barril de agosto a dezembro de 2022, US\$97,73 por barril para 2023 e uma média de US\$ 77,28 por barril de 2024 a 2028.

Produção e Exploração de Óleo e Gás no Brasil

O Brasil se encontra entre os principais países na produção e consumo de óleo no mundo em 2020, segundo levantamento do relatório da World Energy Review. Com a produção de 3,05 milhões de barris diários, o Brasil é o oitavo maior país em termos de produção de óleo neste

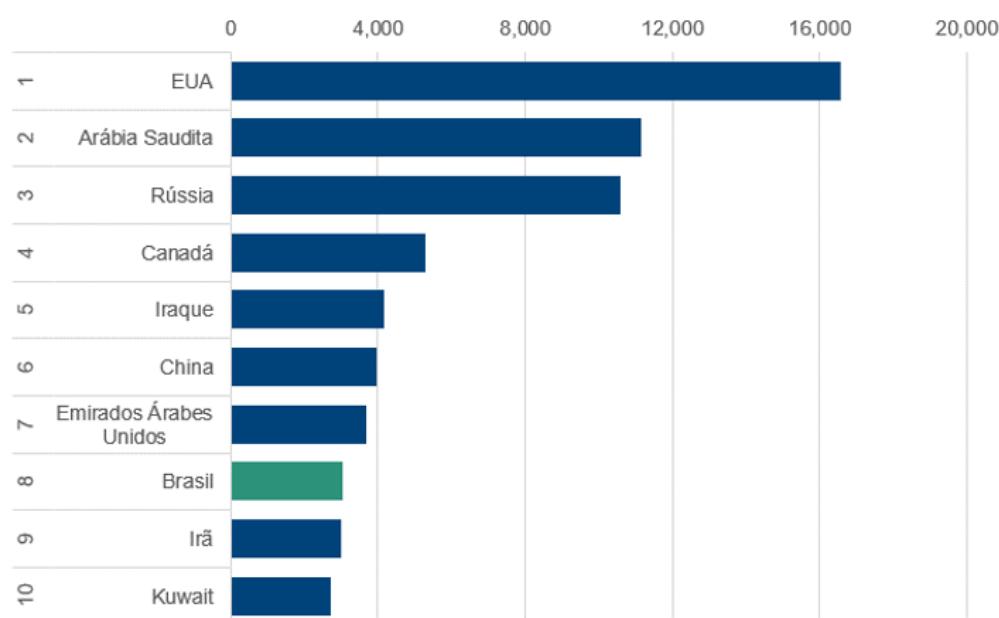
7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

ano. No lado da demanda, segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, o Brasil consumiu 2,32 milhões de barris diários em 2020, sendo assim um exportador líquido de óleo cru.

Em 2021, o petróleo foi o terceiro item da pauta exportadora brasileira, sendo a China o principal mercado comprador. A exportação total de petróleo foi de 67,5 milhões de toneladas, gerando um valor FOB de US\$30,6 bilhões. A China foi o principal destino das exportações, 47% do total exportado, e o mercado norte-americano foi o segundo mais relevante, com 10% da receita total. Nos últimos anos, a atividade de extração de óleo e gás foi o principal responsável pelo ingresso de investimento estrangeiro direto no país, atraindo mais de US\$ 48 bilhões no acumulado de 2009 a 2018. Isto representa 9,2% do total de investimento estrangeiro direto durante esse período no país, mostrando a capacidade do setor de atrair grandes volumes de investimentos.

Em 2020, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,74 trilhões de barris, mantendo o mesmo patamar do ano anterior. O Brasil se manteve em 8º lugar em produção e 15º em reservas mundiais de petróleo neste ano, considerando reservas provadas com grau elevado de certeza de análise geológica e estimativa comercial de desenvolvimento de reservatórios.

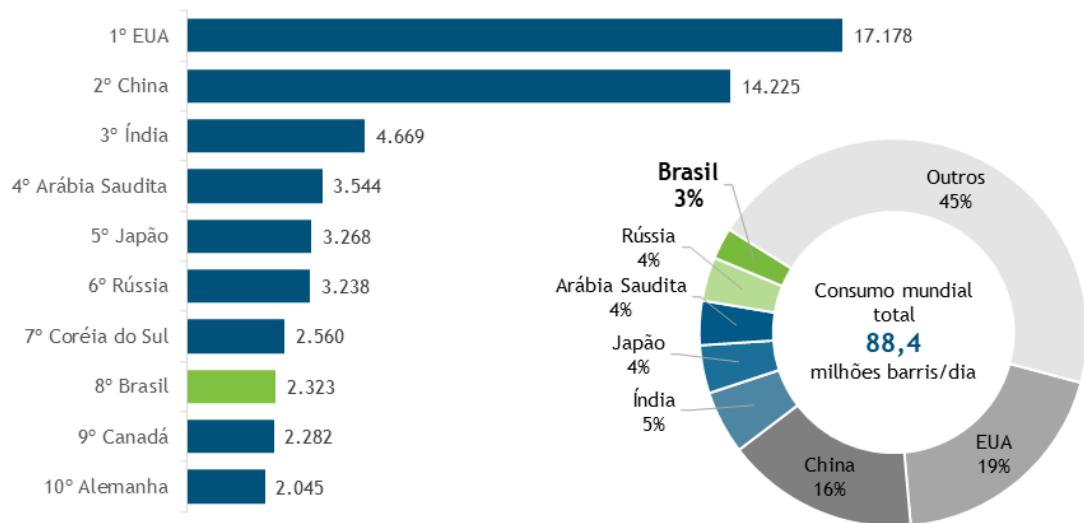
Gráfico 5 – Maiores Produtores Globais – 2020 (kboed)



Fonte: Relatório World Energy Review 2021

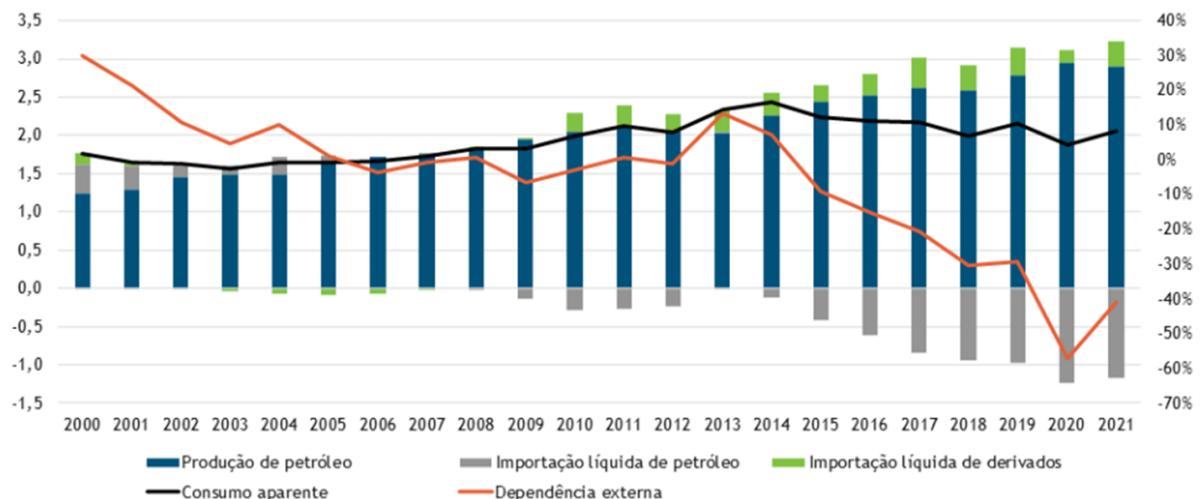
7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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



Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

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

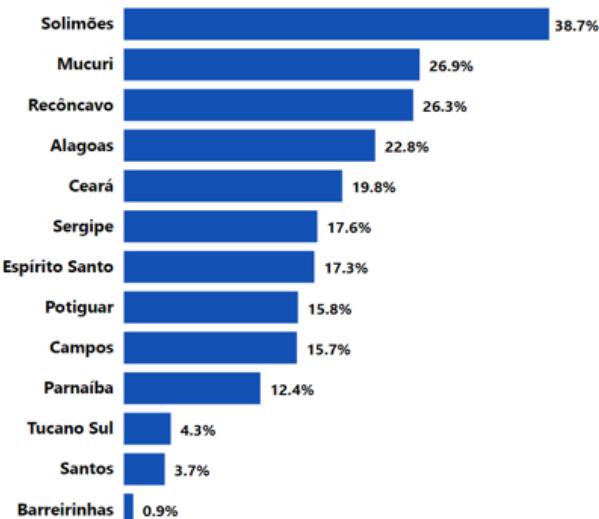


Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

Embora tenha uma das maiores reservas e seja um dos maiores produtores, a ANP indica que o Brasil produziu apenas aproximadamente 10% do seu volume descoberto até o momento. De acordo com a ANP, a fração recuperada nacional de petróleo é de 10.39%, sendo que vários campos Brasileiros apresentam uma fração de recuperação abaixo da referência global de 35%.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Gráfico 8 – Fração Recuperada de Petróleo por Bacia



Fonte: ANP, dados de 2021

Dada sua relevância na produção de petróleo mundial, o Brasil se consolida cada vez mais como um grande player na indústria. Nos últimos anos, as expectativas têm sido altas com relação à produção de petróleo do Brasil. Esperava-se que a região do pré-sal fosse ser responsável por corresponder a essas expectativas, o que ainda não ocorreu de forma considerável. A produção de petróleo tem aumentado apenas ligeiramente no Brasil nos últimos anos.

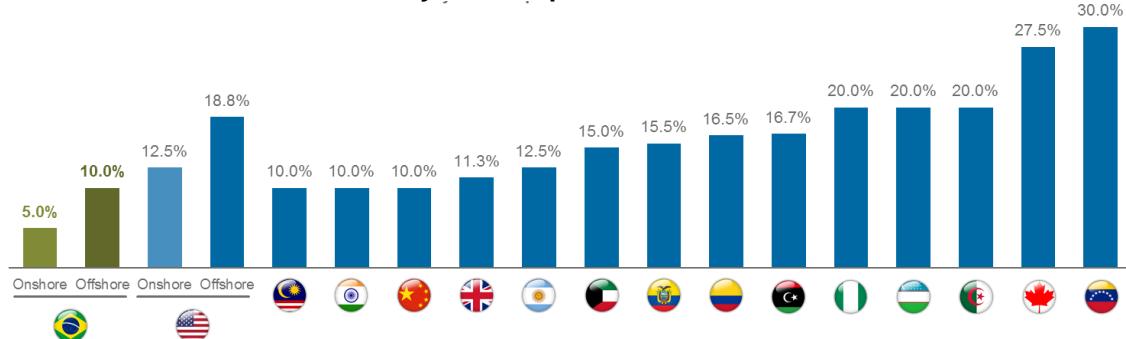
Com o objetivo de reverter tal situação, observou-se uma redução de investimentos em campos maduros onshore e offshore pela Petrobras, principal player deste mercado no país, para alocação de recursos nos campos do pré-sal. Tal situação e o fato de que o Governo Federal implementou uma série de medidas destinadas a incentivar produção em campos maduros de petróleo e gás, ofereceram oportunidade para empresas como a PetroReconcavo investir com substanciais retornos em campos maduros onshore. Outros fatores relevantes em termos de incentivo ao investimento no setor são o calendário da rodada de licitações do Governo Federal e o programa de desinvestimento da Petrobras.

Como estratégia para priorizar investimentos em áreas do pré-sal e alguns outros projetos de grande porte, há alguns anos a Petrobras vem trabalhando em um grande programa de desinvestimento de ativos que contempla a venda de posições minoritárias, majoritárias ou participação total em certas subsidiárias e ativos não centrais para sua estratégia. Na apresentação de suas metas para 2021 a 2025, a empresa cita mais de 50 ativos à venda, incluindo ativos em E&P, downstream (refinarias e outros) e gás e energia, conforme abaixo.

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. A redução pela ANP em 2018 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 produtos 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.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

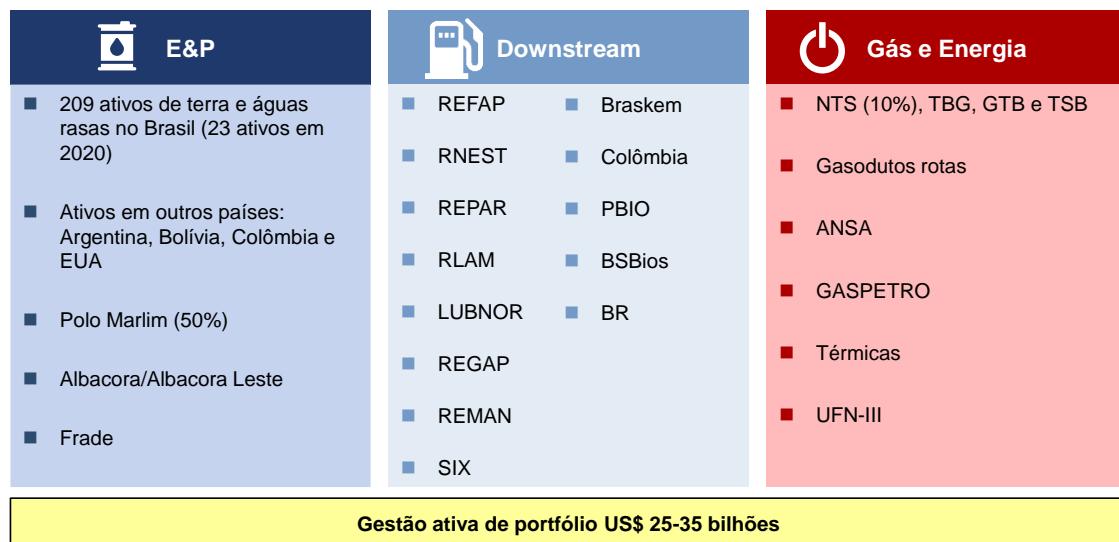
Gráfico 9 – Taxa de royalties de petróleo bruto em todo o mundo



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

Gráfico 10 – Portfólio

Período 2021-2025

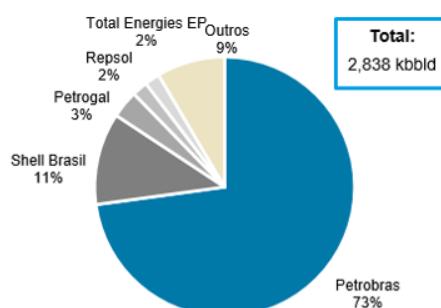


Fonte: Petrobras

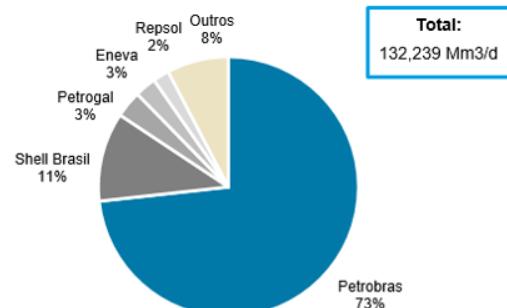
Em paralelo às oportunidades provindas do plano de desinvestimento da Petrobras, o Brasil vem buscando atrair mais investimentos ao longo do tempo em toda a indústria de petróleo e gás. O segmento de downstream deve contar com grandes mudanças ao longo dos próximos anos, visando manter o fornecimento 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

Maiores Produtores de Petróleo - 2021



Maiores Produtores de Gás - 2021



Fonte: ANP

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

De todo modo, atualmente a Petrobras continua sendo a principal produtora de petróleo e gás no país, com crescimento de 5,0% na produção de óleo e gás em 2021. Nos primeiros três trimestres de 2020, a produção da Petrobras nos campos do pré-sal expandiu em 11%, enquanto nas demais áreas, pós sal, águas rasas e terrestres, houve contração.

Considerando a produção total de óleo e gás do país em dezembro de 2021, de acordo com os dados de produção retirados do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (edição nº 136-dez/2021), 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 de 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 boepd em abril de 2022.

Considerando a produção dos ativos de propriedade da PetroReconcavo e suas subsidiárias, incluindo: (a) a produção da operadora Potiguar E&P S.A., incluindo a participação da Companhia nos campos operados por parceiros; (b) a produção da Recôncavo E&P S.A.; (c) a produção do Polo Remanso; e (d) a produção do Polo Miranga a partir da conclusão da aquisição; 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	22	11.265	5.873
Eneva	12	93	22.259
3R	1	6.887	2.111
Maha	6	2.365	567
Sonangol	12	435	105

Notas: Fonte: dados do painel dinâmico de produção da ANP, dezembro de 2021. (1) incluindo a produção média diária de todos os ativos da Companhia, inclusive do Polo Miranga em dezembro de 2021.

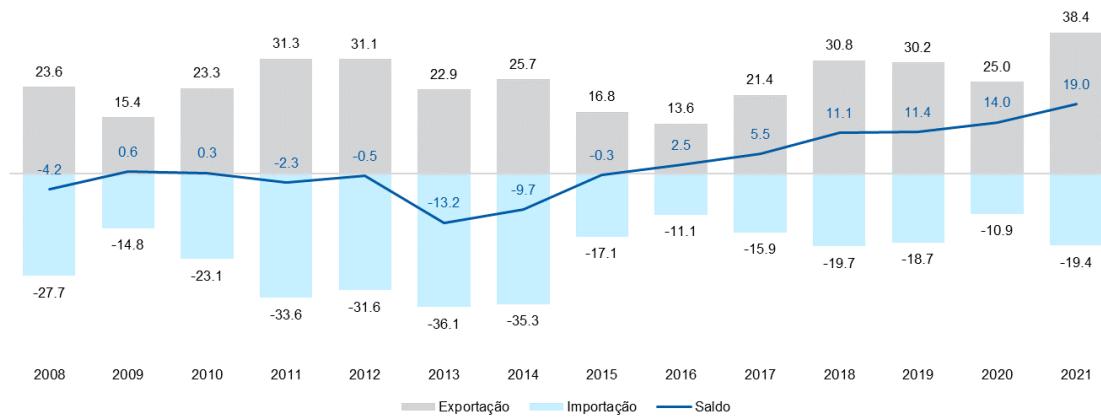
Demanda de Óleo e Gás no Brasil

Em linha com o impacto global, o Brasil foi fortemente afetado pela pandemia do COVID-19, gerando redução considerável nas projeções de PIB e alta volatilidade no câmbio do país. Houve também uma redução da demanda por petróleo em 2020, mas com recuperação forte após reaceleração econômica suportada pela injeção monetária dos bancos centrais das principais economias mundiais. Desde 2016, a balança comercial do setor petróleo apresenta saldo líquido positivo, registrando o recorde da série histórica no ano de 2021.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Gráfico 12 Evolução da balança comercial de petróleo e derivativos (US\$Bn)

Evolução da balança commercial de petróleo e derivados (US\$Bn)



Fonte: ANP, SECEX

(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:

- 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 das quais contrata bens e serviços diversos necessários à sua principal atividade, bem como aqueles destinados a suportar suas atividades administrativas.

Esses contratos, quando considerados em conjunto, são relevantes para os negócios da Companhia.

Os principais serviços utilizados pela Companhia são: (i) energia elétrica; (ii) serviços de cimentação, canhoneio, fraturamento e teste de poços; (iii) serviços de transporte de óleo por carretas; (iv) serviços de caldeiraria e construção e montagem; (v) aluguel de equipamentos diversos, tais como caminhões, guindastes, tratores, etc; (vi) preparação de acessos e bases de perfuração; (vii) preparação de bases de perfuração; e (viii) aquisição e processamento de dados de geologia e geofísica.

Os principais materiais e equipamentos utilizados pela Companhia estão disponíveis no Brasil, mesmo aqueles de origem estrangeira, e são contratados em condições competitivas. Dentre tais materiais e equipamentos destacam-se: (i) insumos para as atividades de perfuração, como produtos químicos para lama de perfuração, cimento e aditivos, entre outros; (ii) tubos de 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.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Todos os investimentos conduzidos nas atividades de exploração e produção no Brasil devem atender às ofertas feitas pela Companhia nos leilões da ANP, quanto ao “conteúdo local” e aos “investimentos mínimos” comprometidos quando da aquisição dos blocos de exploração.

Os principais fornecedores de serviços, insumos e materiais da Companhia são:

- Engie Brasil Energia, Coelba, Cosern, Cemig GT, Neo Energia e Focus Energia Ltda para energia elétrica;
- Halliburton e Schlumberger para perfilagem, cimentação e canhoneio, incluindo o fornecimento de insumos como os produtos químicos utilizados;
- Baker Hughes, Schlumberger e National OilWell Varco (NOV) para fornecimento de equipamentos de bombeio artificial;
- Halliburton para gerenciamento de fluidos e resíduos de perfuração;
- Tenaris Confab, V&M, Apolo Tubulars e Leão Internacional para o fornecimento de hastes de bombeio e tubos de revestimento e de produção;
- RCS Tecnologia Ltda e Top Service Predial para serviços de manutenção em geral
- Perbras e Braserv Petreoleo para serviços de sonda;
- Bradesco Saúde referentes a seguro saúde dos empregados da Companhia;
- Localiza Rent a Car referente a aluguel de veículos;
- Grupo GPS referentes a serviços de vigilância patrimonial; e
- Transbet e Pas Brasil para transporte rodoviário de flúidos.

ii. Eventual dependência de poucos fornecedores

Alguns dos equipamentos, materiais e serviços utilizados nas operações da Companhia acima descritos não são oferecidos de forma abundante no Brasil, sujeitando as atividades da Companhia ao risco de falta momentânea ou elevação significativa de custos destes equipamentos, materiais e serviços particularmente em momentos de aumento repentino nas atividades do setor de petróleo e gás. No entanto, a Companhia adquiriu grande parte dos principais equipamentos (sondas, unidades de acidificação e faturamento, etc.) que utiliza, o que a torna menos vulnerável a escassez dos mesmos.

iii. Eventual volatilidade em seus preços

Tem-se observado que os custos das atividades de exploração e produção apresentam certa correlação com os preços do petróleo no mercado internacional. Sendo esta uma indústria internacional, os prestadores de serviço tendem a ser influenciados pelos preços do mercado do petróleo. Assim, alterações nos preços da commodity podem implicar alterações nos custos da Companhia. A volatilidade dos preços de petróleo no curto prazo não impacta imediatamente os custos, mas uma mudança de patamar implica ajuste nos custos no médio prazo.

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

7.4 – Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

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

A totalidade das receitas operacionais líquidas auferidas pela Companhia nos três últimos exercícios sociais, bem como 100% da receita com venda de petróleo e de líquidos do gás natural no período de três meses findo em 31 de março de 2022, foi proveniente de um único cliente, a Petrobras.

	Período de três meses findo em 31 de março de 2022	Exercício findo em 31 de dezembro de 2021	Exercício findo em 31 de dezembro de 2020	Exercício findo em 31 de dezembro de 2019
Receita Líquida (R\$ mil)	614.627	1.040.604	787.841	339.923

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

As receitas provenientes da Petrobras afetam diretamente as receitas do segmento de exploração e produção de petróleo e gás, único segmento em que a Companhia atua. Os valores são, portanto, idênticos àqueles já apresentados no item 7.4(a) acima.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

7.5 – Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Ambiente Regulatório

Todas os normativos mencionados abaixo são aplicáveis às atividades desenvolvidas pela Companhia e suas subsidiárias no âmbito dos contratos de concessão e produção dos quais a Companhia e/ou suas subsidiárias são partes.

Constituição Federal

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 (“CF/88”), em seu artigo 177, reservou à União o monopólio sobre a prospecção, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, recursos de gás natural e demais depósitos de hidrocarbonetos fluidos, assim como sobre o refino, a importação, a exportação e o transporte marítimo ou por dutos de petróleo cru, produtos derivados do petróleo e gás natural. Quando da sua promulgação, o parágrafo primeiro do artigo 177 da CF/88 proibia a cessão ou a concessão para a iniciativa privada de qualquer tipo de atividade envolvendo a exploração de petróleo ou gás natural.

Em 10 de novembro de 1995, contudo, o Congresso Nacional aprovou a Emenda Constitucional nº 9, que alterou o referido parágrafo primeiro do artigo 177, de modo a permitir que o Governo Federal contratasse com sociedades privadas ou estatais para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (upstream), bem como do refino, distribuição e venda de derivados (downstream), observadas as condições estabelecidas na legislação.

Lei do Petróleo

A Lei Federal nº 9.478, promulgada no dia 06 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”), estabeleceu as regras e princípios relativos à contratação das atividades de upstream e downstream no Brasil. Dentre outras medidas, a Lei do Petróleo:

- Confirmou o monopólio da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e, ainda, dispôs que a exploração e a produção de tais hidrocarbonetos seriam regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal;
- Criou (i) o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”), órgão subordinado à Presidência da República e responsável pelo estabelecimento de políticas públicas relativas ao setor de energia, e (ii) a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), agência reguladora vinculada ao Ministério de Minas e Energia e responsável pela edição de normas relativas às atividades de upstream e downstream; e
- Revogou a Lei Federal nº 2.004/53, que designava a Petrobras e suas subsidiárias como veículos exclusivos para o exercício do monopólio da União;
- Estabeleceu os principais termos e condições aplicáveis aos contratos de concessão, instrumentos por meio dos quais o Governo Federal formaliza a contratação de sociedades privadas ou estatais que pretendam atuar na exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos; e
- Ratificou as atividades desenvolvidas pela Petrobras antes da sua promulgação, conferindo a essa, sem necessidade de procedimento licitatório, o direito de produzir com exclusividade nos campos em que já iniciara a produção e explorar as áreas nas quais pudesse demonstrar indícios da realização de investimentos e trabalhos prévios.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

CNPE

O CNPE, criado pela Lei do Petróleo, é um órgão vinculado à Presidência da República, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. Cabe ao CNPE elaborar políticas energéticas nacionais, definir políticas de produção de petróleo e gás natural, bem como estabelecer as diretrizes relativas aos procedimentos licitatórios de blocos exploratórios e áreas com viabilidade reconhecida, de acordo com as disposições da Lei do Petróleo.

ANP

Conforme mencionado acima, a Lei do Petróleo criou a ANP, autarquia especial integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A função da ANP é autorizar, regular e fiscalizar o setor brasileiro de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis. Um dos principais objetivos da ANP é criar um ambiente competitivo para as atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural no Brasil, que resulte em menores preços e melhores serviços para os consumidores, incluindo a garantia de fornecimento de combustível. Suas principais responsabilidades incluem: (i) promover e exigir o cumprimento da regulação do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis do país; (ii) realizar procedimentos licitatórios para a concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e biocombustíveis, além de celebrar, em nome do Governo Federal, os respectivos contratos de concessão; (iii) autorizar o transporte, a importação e a exportação, o refino e o processamento de produtos derivados do petróleo, gás natural e biocombustíveis; e (iv) fiscalizar as atividades econômicas integrantes das indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis, em conformidade com os interesses do Brasil.

Concessões

A Lei do Petróleo, a fim de atrair investimentos privados para o setor, definiu os principais termos e condições a serem utilizados pelo Governo Federal na concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos.

A ANP, representando o Governo Federal, tem a responsabilidade de outorgar contratos de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, por meio de um processo licitatório transparente e competitivo. A única exceção à necessidade de licitação foi a chamada Rodada Zero, quando foram outorgados contratos de concessão diretamente à Petrobras, relativos aos blocos de exploração e produção nos quais a estatal já realizava atividades e/ou já havia assumido compromissos financeiros anteriormente à promulgação da Lei do Petróleo. A concessão direta de tais blocos à Petrobras na Rodada Zero foi um reconhecimento das atividades prévias desenvolvidas pela empresa nessas áreas, na qualidade de única executora do monopólio da União então existente, preservando os seus direitos já adquiridos. De 1999 a 2019, a ANP conduziu 16 rodadas de licitações de blocos exploratórios sob o regime de concessão e seis sob o regime de partilha de produção.

A definição dos blocos a serem oferecidos nas rodadas de licitação é feita com base em dados geológicos e geofísicos que indiquem a presença de hidrocarbonetos. Ainda, a fim de proteger o meio ambiente, a ANP, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") e as agências estaduais responsáveis analisam previamente todas as áreas que pretendem ser ofertadas. Após tais análises, as respectivas exigências relativas ao licenciamento ambiental para os blocos oferecidos são então publicadas, permitindo aos futuros concessionários considerar os aspectos ambientais na escolha das áreas que pretendem arrematar.

As sociedades devem se habilitar individualmente para participar das rodadas de licitações promovidas pela ANP. No entanto, no âmbito do certame, elas podem apresentar ofertas tanto individualmente quanto por meio de consórcios. No caso de opção pela oferta em consórcio, a ANP exige a indicação da empresa líder, que será responsável pelo consórcio e pela condução

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Participação especial; e
- Royalties.

O valor mínimo dos bônus de assinatura é estabelecido no edital de licitação, sendo que o valor final para pagamento está baseado no valor da proposta vencedora. Os bônus de assinatura devem ser pagos no ato da assinatura do contrato de concessão com a ANP.

O pagamento a título de ocupação e retenção das áreas sob concessão é determinado no edital de licitação e deve ser pago anualmente. Para fins do cálculo desse pagamento, a ANP leva em consideração diversos fatores, tais como a localização e o tamanho do bloco concedido, a bacia sedimentar e as suas características geológicas. Não obstante, o artigo 28 do Decreto nº 2.705/98 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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

perfuração de um poço exploratório. As atividades a serem desenvolvidas ao longo da fase de exploração são anexadas aos contratos de concessão.

A fase de exploração terá fim quando houver a Declaração de Comercialidade. Essa declaração significa que após a exploração daquela área concedida, a concessionária identificou ser possível o desenvolvimento da produção. Com a apresentação e protocolo da Declaração de Comercialidade na ANP, inicia-se a fase de produção. Nesta, a concessionária irá implantar a infraestrutura necessária e, por fim, irá produzir petróleo ou gás. Caso a concessionária entenda não ser possível a comercialidade daquela área, ela apresentará notificação para sua devolução, sem adentrar, portanto, na fase de produção.

Nos termos do artigo 43 da Lei do Petróleo, o contrato de concessão deve conter: (I) a definição do bloco objeto da concessão; (II) o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; (III) o programa de trabalho e o volume do investimento previsto; (IV) as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI; (V) a indicação das 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 arcaram 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.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Finalizada a rodada de licitação, prévia ou posteriormente à assinatura do contrato de concessão com a ANP, os membros do consórcio muitas vezes optam por celebrar um contrato de operação conjunta ("Joint Operating Agreement") para, dentre outras coisas, estabelecer as responsabilidades e investimentos necessários para exploração e produção do bloco licitado. Tais acordos particulares geralmente se baseiam no modelo padrão preparado pela Association of International Petroleum Negotiators – AIPN. Em regra, os consórcios são administrados por um comitê operacional, responsável pela supervisão e pelas orientações gerais das operações conjuntas, representando o órgão máximo do consórcio.

Atualmente, a Companhia e suas controladas possuem 3 Joint Operating Agreements: (i) um celebrado em 25/06/2004 (entre a Partex Brasil Ltda. e a Potiguar E&P, referente ao campo Colibri); (ii) outro celebrado em 2005 (entre Partex Brasil Ltda. e a Potiguar, referente ao campo Cardeal) e (iii) um terceiro em vigor a partir de 12/01/2006 e celebrado entre Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda. e Potiguar E&P, referente aos campos de Sabiá-da-Mata e Sabiá Bico-de-Osso.

Contratos de Farm-in / Farm-out

As sociedades que atuam no setor de petróleo e gás natural podem ceder suas participações em determinado bloco de exploração, no todo ou em parte, por meio de instrumentos conhecidos como contratos de farm-in e farm-out, espécies de contratos de participação. Os termos e condições definem o percentual de participação no bloco de exploração/campo acordado na cessão. Os contratos de farm-out dependem de aprovação da ANP, e tal aprovação tem sido concedida quando o cessionário atende aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos necessários.

Acreditamos que oportunidades significativas de farm-in e farm-out nos ativos que se encontram em produção continuarão disponíveis nos próximos anos. Além disso, a Companhia prevê que uma estratégia bem concebida de farm-in e farm-out nos ativos em produção permitirá redução de risco por meio da diversificação do portfólio, dos custos de desenvolvimento compartilhados e das necessidades de capital adicional para financiar esforços de exploração e/ou custos de desenvolvimento subsequentes. Esta abordagem é comum no setor de petróleo e gás natural e a crescente participação de investidores privados internos e estrangeiros aumenta as possibilidades de parcerias futuras. O programa de desinvestimento e venda de ativos da Petrobras é realizado, em regra, por meio de tais instrumentos contratuais – farm in/farm out.

Rodadas de Licitação

Dentre as rodadas mais recentes no regime de concessão, destacam-se (i) a 16ª Rodada de Licitações, realizada em 2019, na qual foram ofertados 36 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Pernambuco-Paraíba, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos, totalizando 29,3 mil km² de área e (ii) a 15ª Rodada de Licitações, realizada em 2018, na qual foram ofertados 70 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 94,6 mil km² de área.

No regime de partilha de produção (detalhado abaixo), a última rodada realizada foi a 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, realizada em 2019, na qual foram ofertados os blocos denominados Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava.

Além disso, o processo de oferta permanente de áreas foi sancionado por meio do artigo 4º da Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017, consistindo na oferta contínua de campos devolvidos ou em processo de devolução e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. A realização da sessão de apresentação de ofertas depende do recebimento pela ANP de, ao menos, uma declaração com o aporte da garantia de oferta para cada área de interesse. Após o recebimento da declaração, a ANP disporá de até 90 dias para a realização da sessão.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

O 1º Ciclo da Oferta Permanente ocorreu em setembro de 2019 e foram arrematados 33 blocos localizados na bacia marítima de Sergipe-Alagoas, e nas bacias terrestres do Parnaíba, Potiguar e Recôncavo, totalizando uma área de 16.730,43km². Além disso, foram arrematadas 12 áreas com acumulações marginais localizadas nas bacias terrestres de Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo, totalizando uma área de 148,01 km². O 2º Ciclo da Oferta Permanente teve início em 20 de setembro de 2020 e possui data prevista de finalização em junho de 2021.

Pré-Sal e Áreas Estratégicas

As descobertas de 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 explorarem e produzirem petróleo e gás natural e terão direito a uma parcela da produção.

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

No contrato de partilha, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, recebe, como resarcimento, 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.

Cumpre ressaltar que, recentemente, com o advento da Lei nº 13.365/16 que alterou a Lei 12.351/10 ("Lei da Partilha"), houve a exclusão da obrigatoriedade da Petrobras como Operadora de todos os blocos contratados sob o Regime de Partilha. Com a nova redação da Lei de Partilha, o CNPE oferecerá à estatal a preferência para operar os blocos a serem contratados.

A parceria entre o Estado e o consórcio incluindo a Petrobras e parceiros privados será gerida por um conselho operacional, através do qual metade dos membros (inclusive o presidente, que terá voto de qualidade e os direitos de veto) será eleita pelo Estado. O conselho operacional será responsável por todas as decisões importantes de gestão/operacionais relacionadas à parceria, inclusive as decisões de investimento e acordos sobre arranjos de segregação da produção (unitização).

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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 7^a e a 8^a Rodadas de Partilha de Produção, a 17^a e 18^a Rodadas de Licitação de Blocos, além da Oferta Permanente anteriormente mencionada.

Aspectos Concorrenciais

Algumas operações de aquisição de ativos e formação de parcerias, como as previstas nos contratos de farm-in/farm-out, podem sujeitar-se às regras do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, conforme previsto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. Dessa forma, adicionalmente à aprovação da ANP, essas operações poderão depender da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”).

Privacidade e Proteção de Dados

As leis sobre privacidade e proteção de dados têm evoluído nos últimos anos, de modo a estabelecer regras mais objetivas sobre como os dados pessoais (informações relacionadas a indivíduos) podem ser utilizados pelas organizações. Os direitos à intimidade e à vida privada são genericamente assegurados pela Constituição Federal Brasileira (1988) e pelo Código Civil (2002), mas, na ausência de regras mais específicas sobre o tema, a legitimidade das práticas envolvendo o uso de Dados Pessoais foi, historicamente, avaliada de forma casuística pelo judiciário. O Código de Defesa do Consumidor (“Lei nº 8.078/90”), na década de 90 procurou trazer contornos mais objetivos para a abertura de bancos de dados de consumidores e cadastro de maus pagadores. Com a evolução da tecnologia de processamento de dados, a Lei nº 12.414/11 (Lei do Cadastro Positivo), aprovada em 2011, também teve como objetivo estabelecer regras específicas para a criação de bancos de dados de bons pagadores. A Lei do Cadastro Positivo foi recentemente alterada, em abril de 2019, para determinar a adesão automática de indivíduos aos bancos de dados do sistema do Cadastro Positivo, com opção de solicitar sua exclusão. O Marco Civil da Internet (Lei nº 12.965/14), aprovado em 2014, também teve como objetivo regular o uso e tratamento de dados coletados por meio da internet. Assim, até agosto de 2018, quando foi aprovada a Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/18 - “LGPD”), as práticas relacionadas ao uso de Dados Pessoais eram reguladas por algumas normas esparsas e setoriais.

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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 tripleno papel de (i) investigação, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e operadores; (ii) execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) educação, com a responsabilidade de disseminar informações e fomentar o conhecimento da LGPD e medidas de segurança, promovendo padrões de serviços e produtos que facilitem o controle de dados e elaborando estudos sobre práticas nacionais e internacionais para a proteção de dados pessoais e privacidade, entre outros. A ANPD foi criada como órgão da administração pública federal, integrante da Presidência da República e tem assegurada independência técnica, embora esteja subordinada à Presidência da República e sua natureza jurídica é transitória e poderá ser transformada pelo Poder Executivo em entidade da administração pública federal indireta, submetida a regime autárquico especial e vinculada à Presidência da República.

(b) política ambiental da Companhia e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

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.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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, 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, através de sua subsidiária Potiguar E&P, 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 constitucionalidade 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 constitucionalidade 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 isentas, 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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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, 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 nº 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.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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 nº 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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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 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 às 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.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

Concessões

A Companhia e suas subsidiárias têm atualmente 59 campos, sendo 33 localizados na Bacia Potiguar (dos quais 3 são operados em parceria) e 26 localizados na Bacia do Recôncavo. Para mais informações, vide item 9.1 (b) deste Formulário de Referência.

Propriedade Intelectual

A Companhia não é dependente de forma relevante de seus ativos de propriedade intelectual.

Marcas

No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“INPI”), órgão responsável pelo registro de marcas, sendo assegurado ao titular o uso exclusivo da marca registrada em relação aos produtos ou serviços identificados pelo registro, em todo o território nacional por um prazo determinado de dez anos, passível de sucessivas renovações, mediante o pagamento de retribuições ao INPI.

A Companhia e suas controladas são titulares de 3 registros perante o INPI para as marcas “CIRANDA VIVA RECÔNCAVO”, “PETRORECONCAVO” e “RECONCAVO E&P”.

A manutenção dos direitos atinentes aos registros marcários dependem de renovação, de modo que esses direitos podem ser extintos caso a Companhia não tome as medidas necessárias para prorrogar seus registros tempestivamente.

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

Para maiores detalhes a respeito das marcas e domínios relevantes utilizadas pela Companhia, favor reportar-se ao item 9.1 (b) deste Formulário de Referência.

7. Atividades do emissor / 7.6 - Receitas relevantes no exterior

7.6 – Receitas relevantes provenientes do exterior

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor;

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

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.

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

7. Atividades do emissor / 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira

7.7 – Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

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

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

7.8 – Políticas socioambientais

Além das práticas ambientais descritas no item 7.5(b) deste Formulário de Referência, a Companhia está comprometida com o desenvolvimento sustentável local, proporcionando benefícios econômicos, sociais e ambientais para todas as partes interessadas nas regiões em que atua.

A Política de SSMS da Companhia compreende uma declaração de princípios, estabelecida pela alta liderança com base na Missão, Visão e Valores da Companhia, acerca da importância de SSMS, com decisões sobre a participação dos colaboradores na implantação de uma estratégia de SSMS, assim como, a garantia da disponibilidade dos recursos e controle dos aspectos legais.

A Política é a “espinha dorsal” do Sistema de Gestão de SSMS e precisa ser divulgada, compreendida e aplicada por todos. Nela, a Companhia reafirma seu compromisso em garantir que SSMS seja considerado Valor como todos os outros objetivos do negócio.

A Companhia adota a seguinte Política de SSMS:

“POLÍTICA DE SEGURANÇA, SAÚDE, MEIO AMBIENTE E SUSTENTABILIDADE DA PETRORECONCAVO”

A PETRORECONCAVO e suas Subsidiárias estão conscientes de suas responsabilidades na gestão do impacto das suas atividades, produtos e serviços na sociedade.

Declaram o compromisso de todos os seus colaboradores com a melhoria contínua no desempenho em Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade, com o objetivo de alcançar a excelência no exercício empresarial.

Busca trabalhar em parceria com seus clientes, fornecedores, prestadores de serviços e com a comunidade, operando com base em modelos de inovação e qualidade, que visam o desenvolvimento sustentável.

Para isso, a PETRORECONCAVO e suas Subsidiárias adotam os seguintes princípios:

1. Ter Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade – SSMS, como valores indissociáveis do negócio de Exploração e Produção de Petróleo & Gás.
2. Assumir que a prevenção de acidentes e gestão de SSMS é uma responsabilidade de todos, a ser incentivada e enfatizada por todos seus Líderes.
3. Cumprir os marcos legais e outros requisitos aplicáveis.
4. Promover o desenvolvimento das pessoas.
5. Melhorar continuamente os seus processos, produtos e serviços, estimulando a inovação e atuando preventivamente:
 - Na saúde, bem-estar e na qualidade de vida das pessoas;
 - Na segurança das pessoas, dos processos, das informações e do patrimônio;
 - Nos aspectos ambientais e no uso racional dos recursos naturais;
 - Na qualidade de produtos e serviços; e
 - Na identificação de perigos e controle e gerenciamento dos riscos.
6. Melhorar continuamente o desempenho em SSMS, estabelecendo metas e objetivos desafiadores.
7. Manter um relacionamento construtivo e sustentável com as comunidades onde atuamos.
8. Assegurar a satisfação e as expectativas dos acionistas e clientes.
9. Assegurar cooperação e parceria aos fornecedores.
10. Garantir a excelência no desempenho socioempresarial sustentável.

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

A Política de SSMS pode ser acessada no website de Relações com Investidores da Companhia (ri.petroreconcavo.com.br).

Projeto Social Ciranda Viva

A Companhia iniciou, em 2014, em parceria com a AVSI Brasil, o CIRANDA VIVA RECÔNCAVO, um projeto social que atua com as comunidades de Pedras, Flechas e Veadinho, no município de Catu-BA, com o objetivo de auxiliar as comunidades a se desenvolverem de forma sustentável, resgatando e valorizando sua cultura e identidade.

No CIRANDA EDUCATIVA, promovemos os valores da educação ambiental e segurança alimentar de crianças de 4 a 6 anos, que participam de atividades de cultivo de horta, oficinas de leitura e também de mutirões para avaliação nutricional, envolvendo pais e responsáveis.

O CIRANDA ESPORTIVA incentiva a prática de esportes como ferramenta para o desenvolvimento. Crianças e adolescentes participam de aulas de futsal, handebol, voleibol e basquete, além de brincadeiras e jogos colaborativos. O projeto, que foi iniciado em 2017 e conta também com o apoio da Ferbasa, beneficia atualmente cerca de 100 jovens entre 7 e 17 anos, alunos de escolas públicas da região.

O CIRANDA DE LEITURA é um programa onde os colaboradores da Companhia apadrinham uma criança e efetuam a doação de algum valor financeiro que possibilitam o desenvolvimento pedagógico das crianças e adolescentes inseridas nos projetos Ciranda esportiva e Ciranda Educativa. Para cada valor arrecadado com as doações dos colaboradores, a Companhia realiza uma doação do mesmo valor para o programa.

(a) Divulgação de informações sociais e ambientais;

A Companhia ainda não possui um Relatório de Sustentabilidade com base na metodologia recomendada pela Global Reporting Initiative (GRI) e Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

(b) Metodologia seguida na elaboração dessas informações;

Não aplicável em relação ao relatório de sustentabilidade, uma vez que a Companhia não divulgou relatório contendo informações e resultados relacionados às dimensões social, ambiental e de governança corporativa. Com relação à política de SSMS, a Companhia realiza periodicamente avaliações internas de aspectos e impactos socioambientais mais relevantes associados às atividades da Companhia.

(c) Indicar se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente; e

Não aplicável em relação ao relatório de sustentabilidade, uma vez que Companhia não divulgou relatório contendo informações e resultados relacionados às dimensões social, ambiental e de governança corporativa. Com relação à política de SSMS, a Companhia não submete as informações a revisão ou auditoria de entidade independente.

(d) Indicar página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.

Não aplicável, uma vez que Companhia não divulgou relatório contendo informações e resultados relacionados às dimensões social, ambiental e de governança corporativa.

A Companhia disponibiliza, todavia, algumas informações dos projetos sociais e ambientais no seu próprio site (www.petroreconcavo.com.br).

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9 – Outras informações relevantes

Potencial Aquisição do Polo Bahia Terra

Em março de 2022 apresentamos 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.



Notas: (1) As datas de possível assinatura esperada do SPA e de fechamento são meras estimativas.

Fonte: Fatos Relevantes Publicados pela PetroReconcavo e Petrobras

O Polo Bahia Terra é um ativo estratégico 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 Reconcavo 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 Reconcavo. 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, coloca a empresa em uma posição estratégica de consolidador na região.

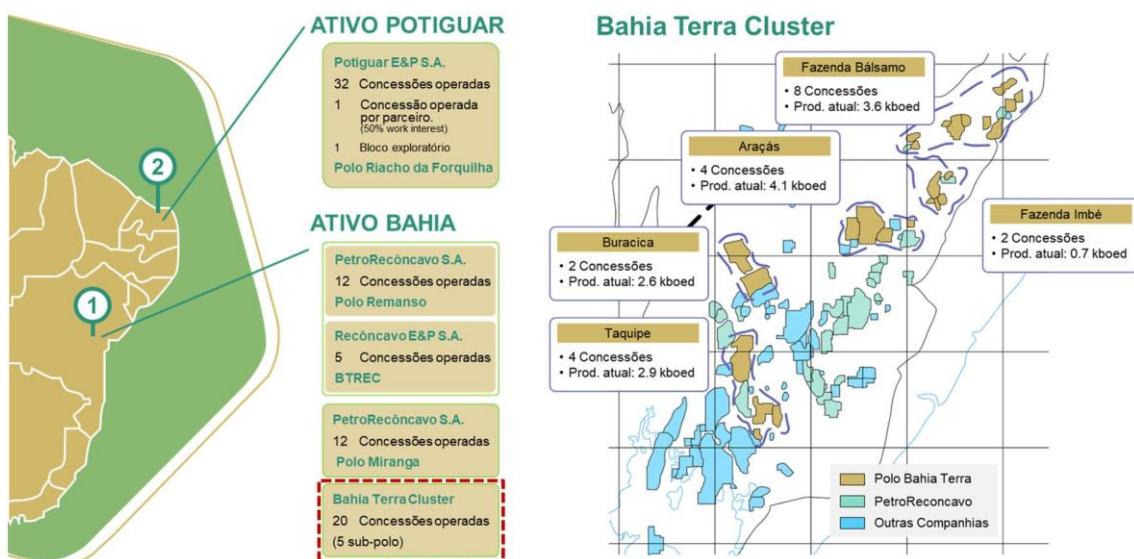
Dentre outros benefícios com a potencial aquisição, vale destacar:

- 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)

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- 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 Bálamo e Fazenda Imbé) que encontram-se geograficamente próximas a outros ativos já operados pela empresa: Polos Remanso, BTREC e Miranga. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), o ativo produziu 14 kboepd em fevereiro de 2022 (10,5 kboepd de petróleo e 3,5kboed ou 544 mil m³ de gás), equivalente a 71% da produção total de 19.7 kboepd da Petroreconcavo na mesma data.

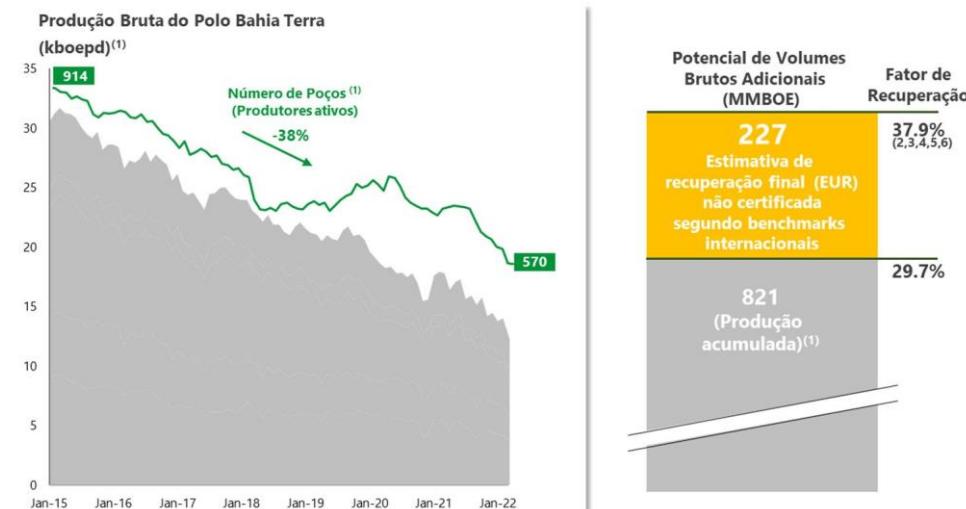


Fonte: Arquivos PetroReconcavo, Agência Nacional do Petróleo (ANP), Informes Petrobras

Com um volume original de petróleo in situ de aproximadamente 2.777 MMBOE, a potencial aquisição de Bahia Terra levará a um aumento das reservas da companhia, escalando substancialmente o perfil da PetroReconcavo. O upside potencial de reservas para o Polo Bahia Terra, assim como já observado em outros Polos da Companhia, pode ser muito atraente. Como ilustrado em imagem abaixo, o Polo Bahia Terra tem um fator médio de recuperação atual, em barris de óleo equivalente, de 29,7% (base dezembro de 2021). Benchmarks internacionais indicam fatores de recuperação final de aproximadamente 35% para óleo e 80%-90% para gás natural. Em termos comparativos, não representando reservas certificadas, isso representaria um potencial de recuperação de aproximadamente 37,9%, ou 227 MMBOE (considera um fator de recuperação final de 35% para o petróleo, utilizando a atual razão gás/petróleo a um limite de 75% de EUR para o gás associado e 85% estimado de recuperação definitiva para campos de gás não associados, conforme referência internacionais).

*Estimated ultimate recovery (EUR) é um termo comumente usado na indústria de petróleo e gás. A recuperação final estimada é uma aproximação da quantidade de petróleo ou gás que é potencialmente recuperável ou já foi recuperada de uma reserva ou poço. Benchmark internacional EUR é uma estimativa adotada pela companhia e não é certificado pela NSAI

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades



Notas: (1) Produção histórica da ANP, fev 2022. (2) Referência internacional de 35% para campos de petróleo. Referência: Oportunidades no Setor de Óleo e Gás no Brasil, ANP, 2018. (3) A Relação Gás/Petróleo Atual (GOR) foi utilizada para estimativas associadas de gás, limitada por gás associado eur de 75%. (4) Referência internacional de 80%-90% para campos de petróleo. Referência: Shepherd, M, 2009, Fatores que influenciam a recuperação de campos e gás, em M. Shepherd, Geologia de produção de campos de petróleo: AAPG Memórias 91, p. 37-46 (5) Volumes adicionais potenciais brutos não representam a estimativa de reservas de uma Companhia. (6) A conquista dos benchmarks internacionais EUR não é garantida e depende das características inerentes aos reservatórios, bem como da estratégia de desenvolvimento dessas concessões, considerando as tecnologias disponíveis e a economia da produção desses potenciais volumes incrementais

Fonte: Dados da ANP, estimativas próprias, conforme descritas

Referências utilizadas para recuperação em campos de petróleo

- Para campos de petróleo, o benchmark internacional de EUR de 35% para calcular os volumes adicionais potencialmente recuperáveis de óleo ($V_{\text{Óleo}}$).
 - O benchmark internacional está evidenciado em documentos da ANP e da FGV (fonte: *Livreto_Upstream_2018-P.pdf*, página 10 e *CadernoFGV -Brazilian_Onshore.pdf*, página 78).
- Uma vez calculados os volumes potencialmente recuperáveis de óleo, usamos a razão gás/óleo dos campos para calcular os volumes potencialmente recuperáveis de gás natural associado ($V_{\text{GasAssociado}}$).

Referências utilizadas para recuperação em campos de Gás Natural

- Para os campos de gás natural, consideramos o EUR de 85% para calcular o volume adicional potencialmente recuperável ($V_{\text{GasNãoAssociado}}$).
 - O benchmark internacional documentado (fonte: *10_Production_Recovery_Factors.pdf*, página 6) é de 80%-90% de fator de recuperação final.
- Uma vez calculados os volumes de gás natural não associado potencialmente recuperáveis, usamos a proporção histórica de condensado/gás não associado para estimar os volumes de condensado potencialmente recuperáveis. ($V_{\text{condensado}}$).

Observações

- Os volumes foram calculados individualmente para cada campo com base em informações públicas (ANP).
- Volumes de gás foram convertidos de BCF para BOE usando o fator de conversão de 6 BCF = 1 MMBOE.
- O volume adicional bruto potencialmente recuperável total é a soma dos volumes de óleo, gás associado, gás não associado e condensado.
- $V_{\text{total}} = V_{\text{Óleo}} + V_{\text{GasAssociado}} + V_{\text{GasNãoAssociado}} + V_{\text{condensado}}$

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Em dezembro de 2021, as concessões do cluster Bahia Terra produziram cumulativamente 740,3 milhões de barris de petróleo e 484,2 bilhões de pés cúbicos de gás natural, representando um fator de recuperação atual de 28,8% e 42,5% respectivamente. Em barris de óleo equivalente, isso representa 821 milhões de boe ou um fator de recuperação atual de 29,7%. Como evidenciado no gráfico, o declínio da produção registrado desde 2015 pode ser em parte explicado pela queda de 38% no número de poços produtores ativos.

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 consumar 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.

Fonte: Dados da ANP, estimativas próprias, conforme descritas

Nome	Inicio da Produção	Produção Bruta Atual ⁽⁴⁾	Profundidade do reservatório (m)	Caso base HCIP (MMboe) ⁽⁴⁾	Produção Acum. (MMboe) ⁽⁴⁾	Fator de recuperação	% Gás ^(1,4) (Prod. atual)	API ⁶	Contagem de Poços ⁽³⁾
Araçás	1965	Óleo: 2.916 bopd Gás: 194 Mm ³ /d	600 – 3.290	759	222	29.2%	27.6%	20 - 52	472
Buracica	1959	Óleo: 2.496 bopd Gás: 15 Mm ³ /d	400 – 1.400	679	216	31.8%	3.4%	32.2 – 36.3	860
Fazenda Bálamo	1969	Óleo: 2.829 bopd Gás: 122 Mm ³ /d	200 -1.400	559	164	29.3%	19.9%	20 - 38	895
Fazenda Imbé	1963	Óleo: 608 bopd Gás: 21 Mm ³ /d	450 – 2.810	218	63	28.9%	16.7%	30 - 41.6	234
Taquipe	1959	Óleo: 1.676 bopd Gás: 191 Mm ³ /d	900 – 3.250	550	156	28.5%	38.3%	28 - 43	329
Total Média		Óleo: 10.525 bopd Gás: 544 Mm ³ /d	510 – 2.430	2.763 (total)	821 (total)	29.7%	22.8%	26 – 42 média 36.5 ⁽²⁾	2.490 ⁽²⁾ 801 ativos

Fonte: Informes da Petrobras, Agência Nacional do Petróleo (ANP)

Do total das vinte concessões do ativo, treze foram extendidas – 65% que correspondem a 71% da produção total do Polo em fevereiro de 2022 – e agora possuem vencimentos entre 2035 e 2052. As sete concessões restantes vencem em 2025, porém a Companhia pretende iniciar o processo para pedido de extensão das mesmas caso a aquisição seja consumada. Adicionalmente, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) aprovou reduções nos royalties para 50% (cinquenta por cento) do total das concessões de Bahia Terra.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

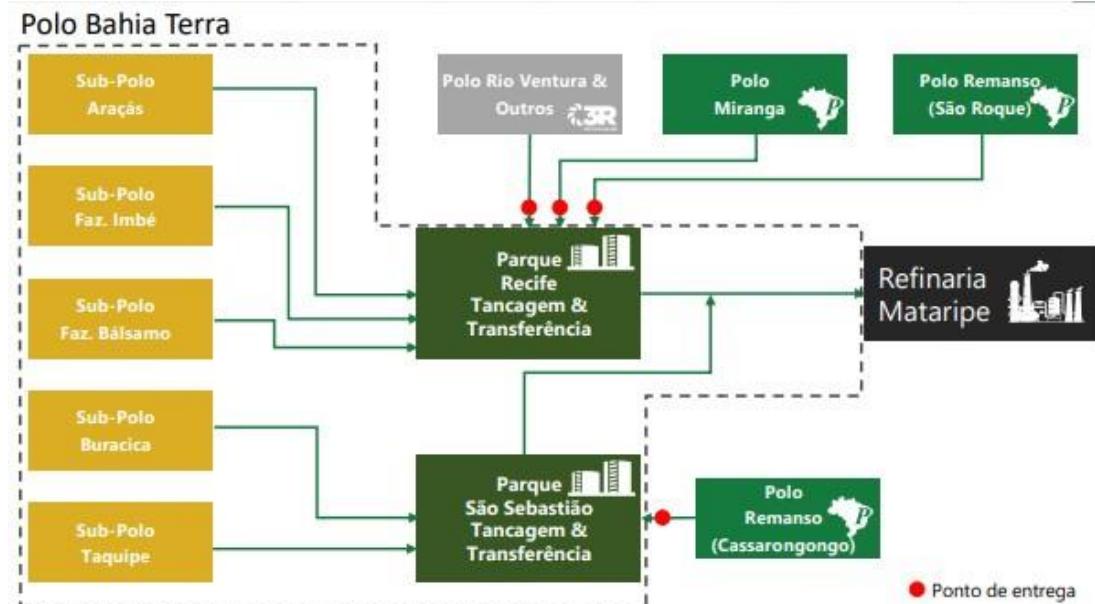
Concessão	Produção atual (boepd) ⁽⁵⁾	Contrato extendido?	Limite do Contrato	Redução de Royalties ⁽¹⁾	Elegível como Campo Marginal? ⁽⁵⁾
ARAÇÁS	3,525	YES	Aug-52	NO	NO
BURACICA	2,323	YES	Feb-42	YES	NO
CANTAGALO	360	YES	Dec-46	YES	YES
FAZENDA ALVORADA	602	YES	Dec-44	YES	YES
FAZENDA AZEVEDO	15	YES	Aug-35	YES	YES
FAZENDA BÁLSAMO	988	YES	Aug-52	NO	NO
FAZENDA BOA ESPERANÇA	601	YES	Aug-52	YES	YES
FAZENDA PANELAS	267	YES	Dec-42	YES	YES
MASSAPÊ	826	YES	Dec-40	YES	YES
RIACHO OURICURI	99	YES	Dec-46	YES	YES
RIO DO BU	192	YES	Aug-52	YES	YES
RIO ITARIRI	94	YES	Dec-46	NO	YES
TAQUIPE	1,588	YES	Dec-40	NO	NO
CIDADE DE ENTRE RIOS	266	NO	Aug-25	YES	YES
FAZENDA IMBÉ ⁽²⁾	726	NO	Aug-25		YES
LAMARÃO	164	NO	Aug-25		YES
LEODÓRIO	3	NO	Aug-25		YES
MALOMBÉ	297	NO	Aug-25		YES
MANDACARU	9	NO	Aug-25		YES
TANGARÁ ⁽³⁾	1,057	NO	Aug-25		NO

Fonte: Arquivos PetroReconcavo, Agência Nacional do Petróleo (ANP), Informes Petrobras

Notas: (1) A redução dos royalties baseia-se na curva base da ANP. (2) As concessões foram anexadas à Concessão Fazenda Imbé: Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Guriatá, Guriatá Sul, Riacho da Barra e Rio Sauípe. (3) As seguintes concessões foram anexadas à Concessão Tangará: Jandaia e Rio da Serra. (4) Fonte: ANP, Abr. 2022 (5) Conforme a Resolução ANP 877, de maio de 2022, campos que produzem até 900 boe/dia, 1800 boe/dia para campos de gás natural enquadram-se como campos marginais, ou seja, campos com economicidade ou produção marginal. Os benefícios a serem definidos pelo CNPE podem incluir redução de royalties e simplificação do processo de extensão.

Além das concessões, o ativo possui infraestrutura para produção e tratamento de petróleo e gás natural. A estação de tratamento de gás Catu, que também está sendo adquirida junto com Bahia Terra, está integrada com as operações do Polo e é o principal centro de processamento de gás na bacia do Recôncavo.

A infraestrutura desse ativo pode ser uma sinergia aos nossos demais Polos (Miranga e Remanso), potencialmente agregando valor com contratos de compra e processamento de gás. Abaixo ilustramos a visão geral das instalações e infraestrutura do Polo Bahia Terra e ligação com demais Polos na região.



Fonte: Informe da Petrobras

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Liminar Polo Bahia Terra

Em março de 2022, a Companhia apresentou uma oferta em conjunto com a Eneva S.A. para aquisição do Polo Bahia Terra, ativo *onshore* incluído no programa de desinvestimento da Petrobras. Composto por 5 sub-polos, o ativo conta com vinte concessões e, segundo a ANP, produziu 14 kboepd em fevereiro de 2022 (10,5 kboepd de óleo e 3,5 kboed ou 544 mil m³ de gás). A oferta também engloba os seguintes ativos pertencentes ao Polo Bahia Terra: (i) instalações estratégicas de compressão de gás, (ii) estação de tratamento e processamento de gás, (iii) tanques de petróleo e (iv) instalações de transferência à Refinaria Mataripe.

Conforme divulgado pela Companhia por meio de comunicado ao mercado em 10 de junho de 2022, a Petrobras informou que adotará todas as medidas jurídicas cabíveis em prol dos seus interesses e de seus investidores e reforçou a aderência do processo competitivo do Polo Bahia Terra às suas normas internas e disposições do procedimento especial de cessão de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, previsto no Decreto 9.355/2018.

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, vide itens 4.1, 4.7, 7.1 e 10.9 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, 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 Potiguar E&P 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 Potiguar E&P 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 Potiguar E&P, que é a operadora dos campos. O operador é responsável por conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Adicionalmente, em razão da existência de jazidas compartilhadas, os campos de Sabiá da Mata, Janduí e Angico são objeto de Acordo de Individualização da Produção celebrado em 08 de março de 2018 entre a Sonangol e a Petrobras, e aditado em 09 de dezembro de 2019 para inclusão da Potiguar E&P, por meio do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, a Potiguar E&P como operadora da área unificada e as participações de cada um dos Concessionários.

Da mesma forma, os campos de Sabiá Bico de Osso e de Sabiá também são objeto de Acordo de Individualização da Produção celebrado em 20 de março de 2017 entre a Sonangol e a Petrobras, e aditado em 09 de dezembro de 2019 para inclusão da Potiguar E&P e saída da Petrobras, sendo a Potiguar E&P a operadora da área unificada. Em 01 de junho de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária Potiguar E&P, 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 do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, tendo a SPE 3R Rio 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"), 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), pagamento do bônus e envio do comprovante e assinatura do contrato de concessão pela Companhia e assinatura do contrato de concessão já foram concluídos.

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 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 recuperar as 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

regiões de produção e de exploração em todo o mundo. A NSAI presta diversos serviços, inclusive relatórios e auditorias de reservas, avaliações de aquisições e alienações, estudos de simulação, avaliações de recursos de exploração, avaliações patrimoniais, bem como serviços de gestão e consultoria. A NSAI emprega uma estratégia de avaliação técnica integrada, que abrange múltiplas disciplinas, inclusive engenharia de reservatórios e operações bem como geologia, geofísica e petrofísica.

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

Escopo do Trabalho e Metodologia

Os relatórios da NSAI foram elaborados com base em análise de nossas concessões localizadas na Bacia do Recôncavo no Estado da Bahia, e na Bacia Potiguar no Estado de Rio Grande do Norte, em 31 de dezembro de 2021. A avaliação de nossas Reservas foi concluída em 03 de fevereiro de 2022 para a PetroReconcavo S.A. e Recôncavo E&P Potiguar E&P S.A. e SPE Miranga.

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Conforme apresentado no PRMS 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos prospectivos. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas 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 suas subsidiárias estão 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 suas subsidiárias se candidatarem, 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 novembro de 2024. O preço do LGN utilizado no relatório é o de 9 de outubro de 2021, com preço da Petrobras LCT Guamaré RN de R\$3.846,1 por tonelada ou US\$61,15 por barril. O preço do gás é baseado em contratos que estão em vigor até dezembro de 2023. Esses podem ser renovados durante toda a vida útil das propriedades. O preço de gás usado é de US\$6,760 por MCF.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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, concessão e a nível de área 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 área subsidiária, custos de concessão, custos de campo, 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 ou seus planos de desenvolvimento futuro e em seu conhecimento de operações similares. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento, e equipamentos de produção. Com base no entendimento da NSAI sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que lhes foi fornecida, e do conhecimento da NSAI de propriedades similares, a NSAI considerou razoáveis esses custos de capital. Os custos de abandono utilizados nestes relatórios foram programados com base no cronograma fornecido pela Companhia. 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.

Área Subsidiária/Categoria	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 2021								Receita Líquida Futura (M\$) Valor Presente de 10%	
	Reservas Brutas Interesse de Trabalho			Reservas Líquidas						
	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	Equivalente (MBOE)	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás ⁽²⁾ (MMCF)	C ₅₊ (MBBL)			
Total										
Provadas Desenvolvidas em Produção	28.013,8	84.579,7	26.727,3	84.298,4	40.777,1	26.727,3	5.187,5	70.499,6	301,3	
Provadas Desenvolvidas a Produzir	19.803,4	176.994,0	19.528,7	176.958,6	49.021,8	19.528,7	10.212,9	148.303,6	277,5	
Provadas Não Desenvolvidas	29.051,7	40.491,9	26.867,9	40.177,1	26.867,9	2.494,2	32.518,8	189,3	1.411.804,2	
Total Provadas	76.868,9	302.065,5	73.123,9	301.434,1	123.362,9	73.123,9	17.894,6	251.322,1	768,2	
Prováveis	23.661,9	64.573,0	21.799,8	64.309,4	32.518,0	21.799,8	3.819,2	53.278,3	175,7	
Possíveis	11.618,3	9.801,2	11.021,4	9.722,1	12.641,8	11.021,4	573,5	7.591,0	40,7	
									3.190.260,8	
									1.792.916,7	
									466.992,6	
									685.776,0	
									640.148,1	

Notas:

- (1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe.
(2) A Receita Líquida Futura descontada a Valor Presente de 10% representa o Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10% a.a.

Tabela 1: Prognóstico de produção bruta e líquida anual de ativos onde a PetroReconcavo e suas subsidiárias 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 mostradas nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

RESERVAS COMPROVADAS CONSOLIDADAS



RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2021

INTERESSE DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS		
	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽²⁾ MMCF	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽²⁾ MMCF	EQUIV MBOE	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽³⁾ MMCF	C ₁₊ MBBL	ÓLEO \$/BB	GÁS \$/MMCF	C ₁₊ \$/BB	BRUTO	LÍQUIDO		
31-12-2022	5.453,5	11.710,6	4.933,7	11.623,3	6.870,9	4.933,7	732,2	9.715,4	50,4	73,72	69,33	10.514	61,43	757	733,6
31-12-2023	6.974,5	16.730,9	6.273,0	16.622,8	9.043,4	6.273,0	1.035,3	13.854,9	66,9	69,93	66,47	10.610	57,52	942	915,5
31-12-2024	7.442,9	24.859,4	6.837,6	24.761,4	10.964,5	6.837,6	1.496,4	20.650,5	76,0	70,33	62,51	10.653	55,27	1.093	1.072,0
31-12-2025	6.965,1	26.162,1	6.505,8	26.085,5	10.853,4	6.505,8	1.555,5	21.740,0	70,1	69,97	60,41	10.655	53,80	1.170	1.145,9
31-12-2026	6.258,3	23.558,5	5.927,1	23.502,4	9.844,2	5.927,1	1.404,8	19.858,9	65,0	68,68	60,03	10.646	52,90	1.198	1.177,0
31-12-2027	5.486,6	5.240,0	20.632,1	8.678,7	5.240,0	1.229,2	17.189,4	55,2	67,80	59,36	10.659	52,33	1.198	1.177,3	
31-12-2028	4.909,7	18.419,2	4.721,8	18.386,4	7.786,2	4.721,8	1.093,7	15.317,8	48,4	67,61	59,15	10.666	52,24	1.192	1.171,3
31-12-2029	4.439,0	16.499,9	4.292,4	16.474,3	7.038,2	4.292,4	978,8	13.736,4	42,5	67,61	59,01	10.672	52,30	1.180	1.160,0
31-12-2030	4.027,7	18.449,3	3.912,6	14.829,0	6.384,1	3.912,6	879,9	12.373,9	37,4	67,55	58,82	10.680	52,32	1.146	1.126,3
31-12-2031	3.555,8	13.345,9	3.464,2	13.329,5	5.685,8	3.464,2	789,9	11.121,3	33,2	67,56	58,70	10.685	52,33	1.120	1.100,3
31-12-2032	3.138,0	12.080,4	3.064,4	12.067,2	5.075,6	3.064,4	714,4	10.066,6	29,7	67,58	58,62	10.688	52,34	1.091	1.071,6
31-12-2033	2.776,5	10.967,9	2.716,7	10.957,2	4.542,9	2.716,7	648,4	9.141,4	26,8	67,57	58,56	10.689	52,35	1.065	1.046,6
31-12-2034	2.438,5	9.984,5	2.389,4	9.975,7	4.052,0	2.389,4	589,8	8.322,5	24,1	67,52	58,48	10.691	52,36	1.006	988,4
31-12-2035	2.143,3	9.110,3	2.103,0	9.103,1	3.620,2	2.103,0	537,6	7.592,4	21,8	67,52	58,39	10.690	52,37	941	924,5
31-12-2036	1.921,3	8.333,1	1.887,7	8.327,1	3.275,6	1.887,7	491,1	6.944,4	19,6	67,52	58,27	10.693	52,38	895	879,5
SUBTOTAL	67.930,8	237.286,6	64.269,5	236.677,2	103.715,7	64.269,5	14.177,2	197.352,8	667,1	68,93	60,61	10.657	54,08		
RESTANTE	8.938,1	64.779,0	8.854,4	64.766,9	19.647,2	8.854,4	3.717,4	63.969,3	101,0	66,87	55,51	10.771	62,40		
TOTAL	76.868,9	302.065,6	73.123,9	301.434,1	123.362,9	73.123,9	17.894,6	251.322,1	768,2	68,68	59,55	10.662	53,86		
PROD CUM	461.401,9	1.191.590,2													
FINAL	538.270,8	1.493.655,7													

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA				DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS				RECEITA LÍQUIDA FUTURA				PERFIL DE VALOR PRESENTE		
	ÓLEO MS	LGN MS	GÁS MS	C ₁₊ MS	RECEITA IMPOSTOS	CUSTO COM ROYALTY	CUSTO DE CAPITAL	CUSTO DE ABANDONO	DESPESA OPERACIONAL	TERMINO DO DESCONTO	CUM MS	CUM MS	TAXA DE DESC %	VP ACUM MS	
31-12-2022	363.705,2	50.762,0	102.148,6	3.098,8	519.714,6	105.143,4	41.219,1	94.876,4	0,0	116.951,9	161.533,8	161.523,8	164.006,9	8.000	1.976.616,7
31-12-2023	438.688,0	68.815,9	147.001,1	3.846,5	655.351,6	130.277,5	50.909,8	92.621,2	195,3	145.124,0	239.224,0	400.747,7	361.362,4	12.000	1.637.207,5
31-12-2024	480.924,8	93.542,5	219.982,9	4.201,5	798.651,6	158.862,5	54.721,7	93.199,0	195,3	160.921,4	310.751,8	711.499,5	606.230,4	15.000	1.444.544,3
31-12-2025	455.226,6	93.961,5	231.709,4	3.773,3	784.670,8	154.225,4	50.731,5	47.528,3	195,3	168.875,6	343.114,8	1.054.614,3	652.020,8	20.000	1.201.587,4
31-12-2026	407.094,8	84.331,4	208.512,7	3.436,7	703.375,6	138.705,2	44.538,3	28.859,0	249,9	180.171,9	318.851,4	1.373.465,7	1.059.665,7	25.000	1.024.218,9
31-12-2027	355.273,7	72.961,3	163.224,0	2.889,3	614.348,3	120.642,3	38.516,5	17.584,7	683,8	168.367,9	268.554,2	1.642.019,9	1.218.656,5	30.000	889.980,2
31-12-2028	319.254,2	64.693,0	163.376,5	2.529,9	549.853,8	107.679,4	34.166,2	15.097,3	529,8	158.594,4	233.766,7	1.875.786,6	1.344.470,9	40.000	701.985,5
31-12-2029	290.233,5	57.761,3	146.593,4	2.224,8	496.812,9	96.528,1	30.673,0	16.430,9	534,3	149.444,6	203.202,0	2.078.988,6	1.443.893,0	60.000	490.919,1
31-12-2030	264.287,0	51.750,1	132.155,4	1.958,0	450.150,5	86.694,8	27.631,5	21.836,4	576,6	141.614,0	171.797,2	2.250.785,8	1.520.307,9	80.000	377.936,0
31-12-2031	234.033,5	46.365,9	118.826,2	1.734,7	400.960,3	77.518,6	24.585,0	0,0	1.082,7	134.352,2	163.421,9	2.414.207,6	1.586.389,4	100.000	308.649,4
31-12-2032	207.091,3	41.880,1	107.587,7	1.554,9	358.113,9	69.660,6	21.967,6	0,0	953,5	127.229,5	138.302,8	2.552.510,4	1.637.229,6		
31-12-2033	183.566,7	37.965,4	97.710,9	1.400,7	320.645,7	62.563,4	19.674,4	0,0	934,5	120.627,6	116.825,7	2.669.336,1	1.676.270,8		
31-12-2034	161.339,6	34.491,0	88.973,5	1.262,7	286.066,8	55.944,6	17.545,1	0,0	1.012,9	113.107,3	98.456,9	2.767.793,0	1.706.182,2		
31-12-2035	141.997,4	31.391,9	81.162,6	1.139,2	255.691,2	50.331,4	15.662,4	0,0	6.759,0	105.895,9	77.022,7	2.844.815,7	1.727.454,7		
31-12-2036	127.466,3	28.616,9	74.259,1	1.025,9	231.370,1	45.729,9	14.210,8	0,0	6.213,7	100.651,1	64.564,7	2.909.380,4	1.743.665,4		
SUBTOTAL	4.430.186,4	859.290,3	2.103.224,0	36.077,1	7.428.777,8	1.460.527,0	486.792,9	420.033,2	20.116,4	2.131.928,0	2.909.380,4	2.909.380,4	1.743.665,4		
RESTANTE	592.063,0	206.362,1	581.282,7	5.294,0	1.385.001,8	265.712,5	83.875,0	0,0	66.822,8	647.711,0	280.880,5	3.190.260,8	1.792.916,7		
TOTAL	5.022.249,4	1.065.652,4	2.684.506,7	41.371,0	8.813.779,5	1.746.239,5	570.667,9	420.033,2	106.939,2	2.779.639,1	3.190.260,8	3.190.260,8	1.792.916,7		
TOTAL DE 17,75 ANOS															

Observação: O interesse da Petroreconcavo S.A. contempla o interesse da Petroreconcavo S.A. no Polo Remanso, o interesse da Recôncavo E&P S.A. no Polo BTREC, o interesse da Potiguar E&P S.A. no Polo Riacho da Forquilha e o interesse da SPE Miranga S.A. no Polo Miranga; Recôncavo E&P S.A., Potiguar E&P S.A. e SPE Miranga S.A. são subáridas da Petroreconcavo S.A.

(1) Os preços médios incluem o impacto dos impostos sobre a receita e as taxas de processamento e transporte negociadas.

(2) As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

(3) As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Fonte: Relatório de Reservas com a data-base de 31 de dezembro de 2021.

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/>

8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante**8.1 – Negócios extraordinários**

Nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal dos negócios da Companhia e que não tenham sido mencionadas neste Formulário de Referência.

8. Negócios extraordinários / 8.2 - Alterações na condução de negócios

8.2 – 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.

8. Negócios extraordinários / 8.3 - Contratos relevantes

8.3 – Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

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

8. Negócios extraordinários / 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4 – Outras inf. Relev. – Negócios extraord.

Não há informações relevantes com relação a este item 8.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

9.1 – Bens do ativo não-circulante relevantes – Outros

A Recôncavo E&P S.A., controlada da Companhia, ocupa um imóvel denominado Estação Ouro Preto, localizado no município de Mata de São João, objeto da matrícula nº 12.328 do Cartório de Registro de Imóveis da Comarca de Mata de São João, com área total de 7.463,4075m². Tal ocupação é legitimada por meio de Escritura de Promessa de Compra e Venda celebrada em 12 de julho de 2006 entre a Recôncavo E&P S.A. e o vendedor do imóvel. A mencionada escritura já está quitada pela Recôncavo E&P S.A., permanecendo pendente, tão somente, a formalização da escritura definitiva de compra e venda deste imóvel e o respectivo registro na matrícula para que a propriedade seja consolidada em nome da Recôncavo E&P S.A.

Além disso, a Companhia e as suas subsidiárias ocupam imóveis de terceiros onde estão localizados os campos objeto de concessão, com fundamento nos Contratos de Pagamento de Participação, celebrados com particulares proprietários de tais imóveis, na forma do artigo 52 da Lei nº 9.478/97. Nos termos de referidos contratos, um determinado percentual sobre a produção para os particulares e um valor fixo anual pela utilização das áreas e, em troca, utilizam os imóveis onde se situam as cabeças dos poços de produção

9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Unidade de fraturamento fabricação Kenworth	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de Elevação FLUSHBUY 65000 LB - MANTL	Brasil	RN	Mossoró	Própria
Sonda de produção terreste modelo National Oilwell Varco 4C – SPT PR 08	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Gerador incluído na Sonda de produção terreste modelo National Oilwell Varco 4C	Brasil	RN	Mossoró	Própria
Sonda de produção terreste modelo 4XL - 4C – SPT PR 09	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de produção terreste modelo National Oilwell Varco 4C – SPT PR 02	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de produção terreste modelo National Oilwell Varco 4C – SPT PR 01	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de produção terreste modelo Falcon – SPT PR 03	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Sonda de perfuração terreste modelo National Oilwell Varco 6C 750 HP Mobile Rig	Brasil	BA	Mata de São João	Própria
Máquina de Inspeção em Tubos ARTIS-3 MODEL-5400	Brasil	BA	Mata de São João	Própria

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	12. Contrato de Concessão nº 48000.003798/97-19	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	13. Contrato de Concessão nº 48610.009225/2002	Até 04/12/2033	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	8. Contrato de Concessão nº 48610.008000/2004	Até 31/05/2036	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	10. Contrato de Concessão nº 48000.003797/97-48	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	14. Contrato de Concessão nº 48000.003802/97-86	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	15. Contrato de Concessão nº 48000.003803/97-49	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	16. Contrato de Concessão nº 48610.004000/98	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	17. Contrato de Concessão nº 48000.003805/97-74	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	18. Contrato de Concessão nº 48000.003807/97-08	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	19. Contrato de Concessão nº 48610.001502/2009-42	Até 30/08/2040	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	20. Contrato de Concessão nº 48000.003813/97-01	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	21. Contrato de Concessão nº 48610.009227/2002A	Até 27/08/2034	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	22. Contrato de Concessão nº 48610.009226/2002	Até 31/03/2038	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	23. Contrato de Concessão nº 48610.001503/2009-97	Até 30/08/2040	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	24. Contrato de Concessão nº 48000.003815/97-28	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	25. Contrato de Concessão nº 48000.003821/97-21	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	2. Contrato de Concessão nº 48000.003482/97-37	Até 29/08/2029	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	3. Contrato de Concessão nº 48000.003785/97-69	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	26. Contrato de Concessão nº 48000.003824/97-19	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	27. Contrato de Concessão nº 48000.003916/97-35	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	28. Contrato de Concessão nº 48610.009128/2005-16	Até 08/08/2039	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	5. Contrato de Concessão nº 48000.003787/97-94	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	29. Contrato de Concessão nº 48610.009128/2005-16	Até 08/08/2039	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	30. Contrato de Concessão nº 48610.009225/2002	Até 31/12/2041	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	31. Contrato de Concessão nº 48000.003832/97-47	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	32. Contrato de Concessão nº 48610.008001/2004	Até 10/01/2037	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	33. Contrato de Concessão nº 48000.003833/97-18	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	34. Contrato de Concessão nº 48610.004002/98	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	Ciranda Viva Recôncavo Registro nº 907452442 Classe NCL(10) 41 Marca Mista - PetroReconcavo S.A.	Até 01/11/2026	A perda dos direitos sobre a marca pode ocorrer nos seguintes casos: (i) no caso de concessão de um registro em desacordo com a Lei 9.279/96 (por meio de processo de nulidade de marca, tanto pela via administrativa como judicial); (ii) na hipótese de a marca não estar sendo utilizada na forma estipulada em lei (processo administrativo de caducidade); e (iii) não pagamento das taxas devidas para a concessão e prorrogação do pedido ou registro.	A perda dos direitos sobre a marca pode acarretar as seguintes consequências: (i) perda do direito de uso exclusivo da marca por parte do titular; (ii) impossibilidade de impedir que terceiros utilizem marcas idênticas ou semelhantes para assinalar serviços ou produtos idênticos, afins e correlatos; e (iii) perda do direito de uso da marca pelo próprio titular.
Nome de domínio na internet	petroreconcavo.com.br	Até 30/03/2032	O não pagamento periódico das retribuições devidas pode causar perda desse direito.	Impossibilidade de uso do nome de domínio. Adicionalmente, terceiros poderão registrar o nome de domínio.
Nome de domínio na internet	potiguarep.com.br	Até 27/05/2024	O não pagamento periódico das retribuições devidas pode causar perda desse direito.	Impossibilidade de uso do nome de domínio. Adicionalmente, terceiros poderão registrar o nome de domínio.
Nome de domínio na internet	pepsa.com.br	Até 27/05/2024	O não pagamento periódico das retribuições devidas pode causar perda desse direito.	Impossibilidade de uso do nome de domínio. Adicionalmente, terceiros poderão registrar o nome de domínio.
Concessões	1. Contrato de Concessão nº 48610.009231/2002	Até 11/2032	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	9. Contrato de Concessão nº 48000.003687/97-40	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	10. Contrato de Concessão nº 48000.003691/97-17	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	2. Contrato de Concessão nº 48610.008012/2004	Até 11/2033	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	3. Contrato de Concessão nº 48610.009231/2002	Até 04/2031	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	4. Contrato de Concessão nº 48610.009231/2002	Até 03/2032	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	5. Contrato de Concessão nº 48610.009231/2002	Até 10/2032	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	1. Contrato de Concessão nº 48000.003630/97-22	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	2. Contrato de Concessão nº 48000.003672/97-72	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	3. Contrato de Concessão nº 48000.003652/97-65	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	4. Contrato de Concessão nº 48000.003660/97-93	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	5. Contrato de Concessão nº 48000.003673/97-35	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	6. Contrato de Concessão nº 48000.003676/97-23	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	7. Contrato de Concessão nº 48000.003684/97-51	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	8. Contrato de Concessão nº 48000.003674/97-06	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	9. Contrato de Concessão nº 48000.003699/97-29	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Marcas	PETRORECONCAVO Registro nº 829408118–Classe NCL(9) 42 Marca mista, em nome da PetroReconcavo S.A.	Até 11/02/2024	A perda dos direitos sobre a marca pode ocorrer nos seguintes casos: (i) no caso de concessão de um registro em desacordo com a Lei 9.279/96 (por meio de processo de nulidade de marca, tanto pela via administrativa como judicial); (ii) na hipótese de a marca não estar sendo utilizada na forma estipulada em lei (processo administrativo de caducidade); e (iii) não pagamento das taxas devidas para a concessão e prorrogação do pedido ou registro.	A perda dos direitos sobre a marca pode acarretar as seguintes consequências: (i) perda do direito de uso exclusivo da marca por parte do titular; (ii) impossibilidade de impedir que terceiros utilizem marcas idênticas ou semelhantes para assinalar serviços ou produtos idênticos, afins e correlatos; e (iii) perda do direito de uso da marca pelo próprio titular.
Marcas	RECÔNCAVO E&P Registro nº 829408126–Classe NCL(9) 42 Marca Mista, em nome de Reconcavo E&P S.A.	Até 29/05/2028	A perda dos direitos sobre a marca pode ocorrer nos seguintes casos: (i) no caso de concessão de um registro em desacordo com a Lei 9.279/96 (por meio de processo de nulidade de marca, tanto pela via administrativa como judicial); (ii) na hipótese de a marca não estar sendo utilizada na forma estipulada em lei (processo administrativo de caducidade); e (iii) não pagamento das taxas devidas para a concessão e prorrogação do pedido ou registro.	A perda dos direitos sobre a marca pode acarretar as seguintes consequências: (i) perda do direito de uso exclusivo da marca por parte do titular; (ii) impossibilidade de impedir que terceiros utilizem marcas idênticas ou semelhantes para assinalar serviços ou produtos idênticos, afins e correlatos; e (iii) perda do direito de uso da marca pelo próprio titular.
Licenças	Software SoftExpert (Módulos SE Document)	Prazo Indeterminado	Fatores geradores de término contratual.	Perda do direito de uso do software.
Licenças	Software TOTVS / RM	Prazo indeterminado	Fatores geradores de término contratual.	Perda do direito de uso do software.
Licenças	Software Fluig TOTVS	Prazo indeterminado	Fatores geradores de término contratual.	Perda do direito de uso do software.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	1. Contrato de Concessão nº 48000.003636/97-17	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	2. Contrato de Concessão nº 48000.003637/97-71	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	3. Contrato de Concessão nº 48000.003640/97-86	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	4. Contrato de Concessão nº 48000.003649/97-51	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	5. Contrato de Concessão nº 48000.003656/97-16	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	6. Contrato de Concessão nº 48000.003670/97-47	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	7. Contrato de Concessão nº 48000.003677/97-71	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	8. Contrato de Concessão nº 48000.003671/97-18	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	11. Contrato de Concessão nº 48000.003694/97-13	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	12. Contrato de Concessão nº 48000.003696/97-31	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	1. Contrato de Concessão nº 48610.003901/2000	Até 30/06/2032	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	4. Contrato de Concessão nº 48000.003914/97-18	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	6. Contrato de Concessão nº 48000.003789/97-10	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.
Concessões	7. Contrato de Concessão nº 48000.003791/97-61	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	11. Contrato de Concessão nº 48000.003915/97-72	Até 06/08/2025	(i) descumprimento total ou parcial de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP; (ii) caso o concessionário seja declarado falido, insolvente ou requeira concordata; (iii) vencimento do prazo contratual; (iv) acordo entre as partes; (v) término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial; (vi) no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.	A perda dos direitos decorrentes da concessão implica a perda da concessão em si. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário promoverá, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. A Companhia estaria sujeita a possíveis sanções e penalidades aplicáveis por parte da ANP e por eventuais indenizações devidas à agência reguladora e terceiros.

9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)		Data	Valor (Reais Unidade)		
Potiguar E&P S.A.	30.759.670/0001-57	-	Controlada	Brasil	RN	Mossoró	Desenvolvimento, pesquisa, exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de petróleo, gás e demais produtos relacionados.	99,999943
30/09/2022	39,120000	0,000000	0,00	Valor mercado				
31/12/2021	-33,080000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/03/2022	485.487.000,00		
31/12/2020	-1,670000	0,000000	0,00					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Potiguar E&P para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de petróleo, gás e demais produtos relacionados.								
Recôncavo América LLC	09.603.972/0001-45	-	Controlada	Estados Unidos			Aquisição de equipamentos utilizados em campos de petróleo, especialmente sondas de produção e perfuração terrestres, e aluguel dos mesmos no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra de jazidas de petróleo e de gás natural – REPETRO.	100,000000
30/09/2022	-7,490000	0,000000	0,00	Valor mercado				
31/12/2021	-30,880000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/03/2022	17.201.000,00		
31/12/2020	152,980000	0,000000	0,00					
31/12/2019	37,160000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Reconcavo America LLC para aluguel de equipamentos utilizados em campos de petróleo no Brasil. Em dezembro de 2020, a Recôncavo America vendeu seus ativos para a controladora Petrorecôncavo S.A. e sua controlada Potiguar pelo montante de R\$18.156. Em 2021, a controlada manteve apenas saldo em caixa e não registrou nenhuma transação. A Administração está avaliando o futuro da controlada e espera concluir essa avaliação em 2022.								

9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emissor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)		Data	Valor (Reais Unidade)		
Recôncavo E&P S.A.	06.235.572/0001-36	-	Controlada	Brasil	BH	Mata de São João	Desenvolvimento, pesquisa, exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de petróleo, gás e demais produtos relacionados.	99,999869
30/09/2022	6,790000	0,000000	0,00	Valor mercado				
31/12/2021	39,560000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/03/2022	17.381.000,00		
31/12/2020	-9,470000	0,000000	0,00					
31/12/2019	9,840000	0,000000	304.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na Recôncavo E&P S.A. para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de petróleo, gás e demais produtos relacionados.								
SPE Miranga S.A.	40.768.701/0001-90	-	Controlada	Brasil	BH	Salvador	Desenvolvimento, pesquisa, exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de petróleo, gás e demais produtos relacionados.	99,999500
30/09/2022	50,530000	0,000000	0,00	Valor mercado				
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/03/2022	536.311.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
A Companhia mantém sua participação na SPE Miranga para desenvolvimento, pesquisa, exploração e perfuração de bacias petrolíferas e produção e comércio de petróleo, gás e demais produtos relacionados.								

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

9.2 – Outras informações relevantes

Contratos Comerciais celebrados sob os seguintes termos:

- **Contrato para Compra e Venda do Petróleo oriundo do Polo Riacho da Forquilha:**
 - Partes: Petrobras e a Potiguar E&P.
 - Data de assinatura: 25 de abril de 2019;
 - Vigência: 31 de agosto de 2023, prorrogável por igual período.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da Potiguar E&P oriundo do Polo Riacho da Forquilha, exceto a produção dos Campos de Sabiá da Mata, Sabiá Bico de Osso, Cardeal e Colibri, que, por terem ponto de entrega diverso, são objeto de contrato celebrado à parte.
 - Valor estimado: R\$1.570.000.000,00 (um bilhão, quinhentos e setenta milhões de reais)
- **Contrato de Compra e Venda de Petróleo dos Campos Cardeal, Colibri, Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata:**
 - Partes: Petrobras e a Potiguar E&P.
 - Data de assinatura: 25 de abril de 2019
 - Vigência: até 31 de agosto de 2023, prorrogável por igual período.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da Potiguar E&P oriundo dos campos Cardeal, Colibri, Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata.
 - Valor estimado: R\$960.000.000,00 (novecentos e sessenta milhões de reais).
- **Contrato de Participação no Descomissionamento de Poços:**
 - Partes: Petrobras e a Potiguar E&P
 - Data de assinatura: 25 de abril de 2019
 - Vigência: até o pagamento, pela Petrobras, dos valores referentes ao Descomissionamento dos poços.
 - Objeto: definição dos termos e condições que regem a participação financeira da Petrobras no Descomissionamento dos poços objeto dos contratos de concessão detidos pela Potiguar E&P.
- **Contrato para Compra e Venda de Petróleo oriundo do Bloco BT-REC-10 e do Campo Juriti:**
 - Partes: Petrobras e Recôncavo E&P
 - Data de Assinatura: 01 de janeiro de 2022

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

- Vigência: até 31 de dezembro de 2022, podendo o prazo ser prorrogado por igual período
- Objeto: a compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo da Recôncavo oriundo dos Campos componentes do Bloco BT-REC-10 (Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul e Acajá-Burizinho) e do Campo de Juriti.
- Valor estimado: R\$17.050.000,00 (dezessete milhões e cinquenta mil reais)
- **Contrato para Compra e Venda de Petróleo oriundo do Polo Remanso:**
 - Partes: Petrobras e PetroReconcavo
 - Data de Assinatura: 23 de dezembro de 2020
 - Vigência: a partir da assinatura, com efeitos após o Closging Date do SPA do Polo Remanso, com término em 31 de agosto de 2025.
 - Objeto: Compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da PetroReconcavo oriundo do Polo Remanso (a parcela do volume de petróleo de propriedade da PetroReconcavo produzida nas concessões de Cassarongongo e Gomo segue o percentual definido nos AIPs).
 - Valor estimado: R\$ 1.205.421.181,44 (hum bilhão e duzentos e cinco milhões de reais, quatrocentos e vinte e um mil, cento e oitenta e um reais e quarenta e quatro centavos)
- **Contrato para Compra e Venda de Gás Natural oriundo do Polo Remanso:**
 - Partes: Petrobras e PetroReconcavo
 - Data de Assinatura: 23 de dezembro de 2020
 - Vigência: a partir da assinatura, com efeitos após o Closging Date do SPA do Polo Remanso, com término em 31 de dezembro de 2024.
 - Objeto: Compra, pela Petrobras, da parcela de gás atribuível à PetroReconcavo oriundo do Polo Remanso.
 - Valor estimado: R\$ 13,1 (treze milhões e cem mil reais)
- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Polo Miranga:**
 - Partes: Petrobras e a SPE Miranga S.A.
 - Data de assinatura: 24/02/2021.
 - Vigência: em vigor da data de celebração, no entanto, somente produzirá efeitos após a data em que a SPE Miranga assumir os direitos, obrigações e responsabilidades da Petrobras previstos no Contrato de Concessão, até a primeira das seguintes datas: (i) 31 de dezembro de 2024 ou (ii) a exclusivo critério da SPE Miranga, mediante o envio de notificação à Petrobras, com 90 dias de antecedência.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, da parcela de gás atribuível à SPE Miranga.
 - Valor estimado: R\$ 175,28 milhões (cento e setenta e cinco milhões e duzentos e oitenta mil reais)

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

- **Contrato para Compra e Venda do Petróleo oriundo do Polo Miranga:**
 - Partes: Petrobras e a SPE Miranga.
 - Data de assinatura: 24/02/2021
 - Vigência: 31 de dezembro de 2024, prorrogável por igual período.
 - Objeto: compra, pela Petrobras, de todo o volume de petróleo de propriedade da SPE Miranga oriundo do Polo Miranga.
 - Valor estimado: R\$286.000.000,00 (duzentos e oitenta e oito milhões de reais)
- **Contrato de Participação no Descomissionamento de Poços:**
 - Partes: Petrobras e a SPE Miranga
 - Data de assinatura: 24/02/2021
 - Vigência: até o pagamento, pela Petrobras, dos valores referentes ao Descomissionamento dos poços.
 - Objeto: definição dos termos e condições que regem a participação financeira da Petrobras no Descomissionamento dos poços objeto dos contratos de concessão detidos pela SPE Miranga.
- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Ativo Potiguar:**
 - Partes: PBgás e a Potiguar E&P.
 - Data de assinatura: 13 de dezembro de 2021.
 - Vigência: a partir da data de sua assinatura (13 de dezembro de 2021) e seu término ocorrerá em 31 de dezembro 2023.

Segundo cláusula terceira, item 3.2, "O INÍCIO DO FORNECIMENTO dar-se-á em 01 de janeiro de 2022, para todos os efeitos deste CONTRATO, conforme prazos limites estabelecidos".

Objeto: Venda e entrega, por parte da Potiguar E&P, e a compra e recebimento, por parte da PBGás, de Gás Natural.

- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Ativo Potiguar:**
 - Partes: Potigás e a Potiguar E&P.
 - Data de assinatura: 15 de outubro de 2021.
 - Vigência: a partir da data de sua assinatura (15 de outubro de 2021) e seu término ocorrerá em 31 de dezembro de 2023.

Segundo cláusula terceira, item 3.2," O INÍCIO DO FORNECIMENTO dar-se-á em 01 de janeiro de 2022, para todos os efeitos deste CONTRATO, conforme prazos limites estabelecidos".

Objeto: Venda e entrega, por parte da Potiguar E&P, e a compra e recebimento, por parte da Potigás, de Gás Natural.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Ativo Potiguar:**

- Partes: Ultragás e a Potiguar E&P.
- Data de assinatura: 28 de dezembro de 2021.
- Vigência: entra em vigor 01 de janeiro de 2022, e permanecerá em vigor por 6 meses completos a partir da Data de Início do Fornecimento, sendo prorrogável por até 18 meses.
- Objeto: Venda, por parte da Potiguar E&P, e a compra e recebimento, por parte da Ultragás, de GLP (Gás de Liquefeito de Petróleo).
- Aditivo: tem por objeto alterar a cláusula: (ii) PREÇO – DO ANEXO 2.1 nos termos da cláusula a seguir.

CLÁUSULA TERCEIRA – DAS ALTERAÇÕES AO CONTRATO 3.1. As PARTES acordam que o VOLUME EXCEDENTE ao previsto na cláusula 1.1 do anexo 2.1 do contrato original será comercializado de acordo com a seguinte formula:

Preço GLP (R\$/ton) = Preço PROCESSADOR

Em que: Preço GLP – preço a ser praticado em R\$/ton

Preço PROCESSADOR – Preço do GLP, sem tributos, em R\$/ton, praticado pela Petróleo Brasileiro S.A. na modalidade de venda LCT (Livre no Compartimento de Carga do Veículo Recebedor).

- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Ativo Potiguar:**

- Partes: NGB (Nacional Gás Butano) e a Potiguar E&P.
- Data de assinatura: 08 de abril de 2022.
- Vigência: entra em vigor a partir da data da sua homologação pela ANP (11 de abril de 2022), e permanecerá em vigor por 6 meses a partir da data de homologação.
- Objeto: estabelecimento das condições que regularão o fornecimento de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), pela Potiguar E&P à NGB (Nacional Gás Butano),.

- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Ativo Bahia:**

- Partes: Bahiagás e a PetroReconcavo.
- Data de assinatura: 22 de dezembro de 2021.
- Vigência: O presente contrato terá vigência a partir da data de sua assinatura (22 de dezembro de 2021) e seu término ocorrerá no prazo de 5 (cinco) anos contado a partir da data de início de fornecimento.

Sendo cláusula terceira, item 3.3, “O início de fornecimento, salvo renegociação entre as partes, ocorrerá a partir do dia 01 de janeiro de 2022.”

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

- Objeto: O objeto deste contrato é a venda e entrega, por parte da PetroReconcavo, e a compra e recebimento, por parte da Bahiagás, de Gás Natural.

- **Contrato de Compra e Venda de Gás Natural do Ativo Bahia:**
 - Partes: Bahiagás e a SPE Miranga.
 - Data de assinatura: 23 de dezembro de 2021.
 - Vigência: O presente contrato terá vigência a partir da data de sua assinatura (23 de dezembro de 2021) e seu término ocorrerá no prazo de 5 (cinco) anos contado a partir da data de início de fornecimento.
Sendo cláusula terceira, item 3.3, “O início de fornecimento, salvo renegociação entre as partes, ocorrerá a partir do dia 01 de janeiro de 2022.”
 - Objeto: O objeto deste contrato é a venda e entrega, por parte da SPE Miranga, e a compra e recebimento, por parte da Bahiagás, de Gás Natural

Em complemento ao item 9.1.b deste Formulário de Referência, seguem abaixo informações adicionais sobre os ativos relacionados aos contratos de concessões:

Contrato de Concessão	Descrição
Recôncavo E&P S.A.	
1. Contrato de Concessão nº 48610.009231/2002	Contrato referente aos Campos de Acajá Burizinho, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo e Lagoa do Paulo Sul, celebrado entre a PetroReconcavo e a ANP, em 30/09/02, e cedido posteriormente à Recôncavo E&P S.A.
2. Contrato de Concessão nº 48610.008012/2004	Contrato referente ao Campo de Juriti, firmado entre a Recôncavo E&P S.A. e a ANP em 24/11/2004.
Potiguar E&P S.A.	
1. Contrato de Concessão nº 48000.003901/2000	Contrato referente ao campo de Acauã, firmado entre a Petrobras e a ANP em 30/06/2005 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
2. Contrato de Concessão nº 48000.003482/97-37	Contrato referente ao campo de Asa Branca, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
3. Contrato de Concessão nº 48000.003785/97-69	Contrato referente ao campo de Baixa do Algodão, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
4. Contrato de Concessão nº 48000.003914/97-18	Contrato referente ao campo de Baixa do Juazeiro firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

5. Contrato de Concessão nº 48000.003787/97-94	Contrato referente ao campo Boa Esperança, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
6. Contrato de Concessão nº 4800.003797/97-48	Contrato referente ao campo de Fazenda Curral, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
7. Contrato de Concessão nº 48610.003901/2000	Contrato referente ao campo de Acauã, firmado entre a Petrobras e a ANP em 15/09/2000 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
8. Contrato de Concessão nº 48610.009128/2005-16	Contrato referente aos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, firmado entre a Petrobras, a Sonangol e a ANP em 12/01/2006 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 2019 a sua participação de 70%, ficando, assim, 70% da participação de titularidade da Potiguar E&P e 30% da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda., definida como Operadora dos campos.
9. Contrato de Concessão nº 48610.009225/2002	Contrato referente aos campos de Jaçanã e Sibite, firmado em 02/09/2002 entre a Petrobras e a ANP e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
10. Contrato de Concessão nº 48000.003791/97-61	Contrato referente ao campo Cachoeirinha, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
11. Contrato de Concessão nº 48610.008000/2004	Contrato referente ao campo de Cardeal, firmado entre a Petrobras, a Partex Brasil e a ANP em 24/11/2004, e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019 a sua participação de 50% no referido contrato.
12. Contrato de Concessão nº 4800.003798/97-19	Contrato referente ao Campo Fazenda Malaquias, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
13. Contrato de Concessão nº 48000.003915/97-72	Contrato referente ao campo Fazenda Junco, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
14. Contrato de Concessão nº 48000.003802/97-86	Contrato referente ao campo Janduí, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
15. Contrato de Concessão nº 48000.003803/97-49	Contrato referente ao campo de Juazeiro, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
16. Contrato de Concessão nº 48610.004000/98	Contrato referente ao campo Leste de Poço Xavier, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

17. Contrato de Concessão nº 48000.003805/97-74	Contrato referente ao campo de Livramento, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
18. Contrato de Concessão nº 48000.003807/97-08	Contrato referente ao campo Lorena, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
19. Contrato de Concessão nº 48610.001502/2009-42	Contrato referente ao campo Maçarico firmado entre a Petrobras e a ANP em 30/04/2009 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
20. Contrato de Concessão nº 48000.003813/97-01	Contrato referente ao campo Pajeú firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
21. Contrato de Concessão nº 48610.009227/2002A	Contrato referente ao Campo de Pardal, firmado entre a Petrobras e a ANP em 07/05/2012 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
22. Contrato de Concessão nº 48610.009226/2002	Contrato referente ao Campo de Patativa, firmado em 02/09/2002 entre a Partex Brasil Limitada e a ANP e cedido pela Partex à Petrobras em 18/04/2012, que cedeu à Potiguar E&P em 09/12/2019.
23. Contrato de Concessão nº 48610.001503/2009-97	Contrato referente ao Campo de Paturi, firmado em 30/04/2009 entre a Petrobras e a ANP e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
24. Contrato de Concessão nº 48000.003815/97-28,	Contrato referente ao Poço de Xavier, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
25. Contrato de Concessão nº 48000.003821/97-21	Contrato referente ao campo de Riacho da Forquilha, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
26. Contrato de Concessão nº 48000.003824/97-19	Contrato referente ao campo de Rio Mossoró, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
27. Contrato de Concessão nº 48000.003916/97-35	Contrato referente ao campo de Sabiá firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
28. Contrato de Concessão nº 48610.008001/2004	Contrato referente ao campo de Trinca Ferro, firmado entre a Petrobras e a ANP em 24/11/2004 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
29. Contrato de Concessão nº 48000.003832/97-47	Contrato referente ao campo de Três Marias, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

30. Contrato de Concessão nº 48000.003833/97-18	Contrato referente ao campo de Upanema firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
31. Contrato de Concessão nº 48610.004002/98	Contrato referente ao campo de Varginha, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
32. Contrato de Concessão nº 48000.003789/97-10	Contrato referente ao Campo de Brejinho, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à Potiguar E&P em 09/12/2019.
SPE Miranga S.A.	
1. Contrato de Concessão nº 48000.003630/97-22	Contrato referente ao Campo de Apraius, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021.
2. Contrato de Concessão nº 48000.003672/97-72	Contrato referente ao Campo de Biriba, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021.
3. Contrato de Concessão nº 48000.003652/97-65	Contrato referente ao Campo de Fazenda Onça, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021
4. Contrato de Concessão nº 48000.003660/97-93	Contrato referente ao Campo de Jacuípe, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021
5. Contrato de Concessão nº 48000.003673/97-35	Contrato referente ao Campo de Miranga, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021
6. Contrato de Concessão nº 48000.003676/97-23	Contrato referente ao Campo de Miranga Norte, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021
7. Contrato de Concessão nº 48000.003684/97-51	Contrato referente ao Campo de Riacho São Pedro, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021
8. Contrato de Concessão nº 48000.003674/97-06	Contrato referente ao Campo de Rio Pipiri, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021
9. Contrato de Concessão nº 48000.003699/97-29	Contrato referente ao Campo de Sussuarana, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à SPE Miranga em 06/12/2021

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

Petrorecôncavo S.A.	
1. Contrato de Concessão nº 48000.003636/97-17	Contrato referente ao Campo de Brejinho, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
2. Contrato de Concessão nº 48000.003637/97-71	Contrato referente ao Campo de Canabrava, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
3. Contrato de Concessão nº 48000.003640/97-86	Contrato referente ao Campo de Cassarongongo, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
4. Contrato de Concessão nº 48000.003649/97-51	Contrato referente ao Campo de Fazenda Belém, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
5. Contrato de Concessão nº 48000.003656/97-16	Contrato referente ao Campo de Gomo, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
6. Contrato de Concessão nº 48000.003670/97-47	Contrato referente ao Campo de Mata de São João, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
7. Contrato de Concessão nº 48000.003677/97-71	Contrato referente ao Campo de Norte de Fazenda Caruaçu, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
8. Contrato de Concessão nº 48000.003671/97-18	Contrato referente ao Campo de Remanso, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
9. Contrato de Concessão nº 48000.003687/97-40	Contrato referente ao Campo de Rio dos Ovos, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
10. Contrato de Concessão nº 48000.003691/97-17	Contrato referente ao Campo de Rio Subaúma, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
11. Contrato de Concessão nº 48000.003694/97-13	Contrato referente ao Campo de São Pedro, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021
12. Contrato de Concessão nº 48000.003696/97-31	Contrato referente ao Campo de Sesmaria, firmado entre a Petrobras e a ANP em 06/08/1998 e cedido pela Petrobras à PetroRecôncavo S.A. em 22/12/2021

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10.1 – Condições financeiras e patrimoniais gerais

As informações contidas no item 10 deste Formulário de Referência são derivadas das informações trimestrais do período findo em 31 de março de 2022, bem como das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia e compreendem, portanto, as demonstrações financeiras consolidadas auditadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, as quais foram elaboradas de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e aprovados pela CVM. Conforme descrito no item 10.4 deste Formulário de Referência, tais demonstrações financeiras apresentam parágrafo de ênfase sobre concentração das receitas em um único cliente. Os termos “AH” e “AV”, constantes das colunas de determinadas tabelas apresentadas nos itens abaixo, significam, respectivamente, “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”.

(a) condições financeiras e patrimoniais gerais;

Os Diretores acreditam que a Companhia é uma das líderes no mercado de gestão de Campos Maduros *onshore* no Brasil, com atuação nos estados da Bahia e do Rio Grande do Norte.

As receitas da Companhia provêm principalmente da comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural). A Companhia estrutura alguns de seus projetos através de suas sociedades controladas, Reconcavo America LLC, Recôncavo E&P S.A, Potiguar E&P S.A. e SPE Miranga S.A.

A Companhia administra seu capital de forma a assegurar que as sociedades por ela controladas possam continuar com suas atividades normais. A política da Administração consiste em manter uma sólida base de capital de forma a manter a confiança dos seus investidores, credores e mercado, bem como garantir o desenvolvimento futuro do negócio. A Administração monitora o retorno sobre o capital aplicado considerando os resultados das atividades econômicas do segmento operacional de exploração e produção de petróleo. A Administração também monitora o nível de dividendos distribuídos aos acionistas.

O atual capital de giro da Companhia é suficiente para as atuais exigências e seus recursos de caixa são suficientes para financiar suas atividades, bem como as de suas sociedades controladas, e cobrir suas necessidades de recursos em curto prazo.

A Administração da Companhia entende que a mesma, assim como suas controladas, apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para implementar seu plano de negócio e cumprir suas obrigações de curto e médio prazo.

No último exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, a evolução do EBITDA foi de 13%.

	Período de 3 meses findo em		Exercício findo em 31 de dezembro de		
	31/03/2022	31/03/2021	2021	2020	2019
(valores em milhares de reais)					
EBITDA	414.739	131.632	534.806	474.405	155.857
Margem EBITDA	58,96%	53,56%	51,39%	60,22%	45,85%

Para mais informações sobre o EBITDA e Margem EBITDA, ver item 3.2 deste Formulário de Referência.

Com relação aos índices de endividamento, a Companhia apresentava uma dívida líquida de R\$677.572 mil, R\$728.168 mil, R\$1.131.537 mil e R\$ 912.907 mil, em 31 de dezembro de 2019, 2020 e de 2021 e 31 de março de 2022, respectivamente. O índice de dívida líquida/EBITDA era de 1,12x (últimos doze meses), 2,12x, 1,53x, 4,35x, em 31 de março de 2022 e em 31 de dezembro de

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2021, de 2020 e de 2019, respectivamente. A tabela abaixo apresenta a evolução desses indicadores:

	Em 31 de março de		Em 31 de dezembro de	
	2022	2021	2020	2019
Dívida Líquida	912.907	1.131.537	728.168	677.572
EBITDA dos últimos 12 meses	817.913	534.806	474.405	155.857
Dívida Líquida / EBITDA	1,12 x	2,12 x	1,53 x	4,35 x

Para mais informações sobre a Dívida Líquida e o índice de Dívida Líquida/EBITDA, ver item 3.2 deste Formulário de Referência.

Em 31 de março de 2022, a Companhia acredita que se encontrava com liquidez satisfatória, mesmo apresentando capital circulante líquido consolidado negativo, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, de R\$269.175 mil (em 31 de dezembro de 2021, o valor era de R\$211.723 mil).

Assim, os índices de liquidez, são demonstrados abaixo:

	Período findo em 31 de março de		Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2022	2021	2020	2019
Índice de liquidez geral ⁽¹⁾	1,7	1,7	1,9	2,1
Índice de liquidez corrente ⁽²⁾	0,8	0,8	0,9	1,1

(1) Corresponde à soma dos ativos circulantes e ativos não circulantes, dividido pelo passivo circulante somado ao passivo não circulante;

(2) Consiste na divisão do ativo circulante pelo passivo circulante.

As quedas nos índices de liquidez, tanto geral, como corrente, foram causadas, principalmente, devido ao fechamento das transações de aquisições dos Polos Remanso e Miranga, concluídas em dezembro de 2021, e o registro dos valores a pagar por essas aquisições.

A Administração julga que a Companhia não tem risco significativo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa no conceito de EBITDA, considerando que essa geração de caixa é suficiente para pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e para cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações.

(b) estrutura de capital;

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo patrimônio líquido da mesma (que inclui capital, reservas, reserva de lucros) e endividamentos bancários e com a Finep. A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

Estrutura de capital (R\$ mil)	31/03/2022	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Passivo Circulante	1.450.945	1.244.530	354.561	142.193
Passivo Não Circulante	1.511.485	1.599.050	745.416	759.930
Capital de Terceiros	2.962.430	2.843.580	1.099.977	902.123
% de capital de terceiros	59%	60%	53%	48%
Patrimônio Líquido	2.085.378	1.871.813	980.196	961.797
% do patrimônio líquido	41%	40%	47%	52%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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

A Companhia acredita possuir capacidade de pagamento suficiente para honrar os seus compromissos financeiros existentes na data deste Formulário de Referência.

A Companhia gerou no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 um EBITDA de R\$534,8 milhões e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 um EBITDA de R\$474,4 milhões. Já no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, o EBITDA foi de R\$155,9 milhões. O EBITDA dos últimos doze meses, em 31 de março de 2022, foi de R\$817,9 milhões.

Em 31 de março de 2022, a Companhia acredita que se encontrava com liquidez satisfatória, mesmo apresentando capital circulante líquido consolidado negativo, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, de R\$269.175 mil (2021, R\$211.723 mil). A Administração julga que a Companhia não tem risco significativo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa no conceito de EBITDA, pois essa geração de caixa é suficiente para pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e para cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações.

A relação de dívida líquida (empréstimos de curto e longo prazo, valores a pagar por aquisições, menos caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras) da Companhia sobre o seu EBITDA era de 1,12x em 31 de março de 2022 (últimos doze meses) e de 2,12x no exercício findo em 31 de dezembro de 2021. A relação entre EBITDA e dívida líquida, bem como a relação entre dívida líquida e patrimônio líquido, são utilizados para indicar a capacidade de pagamento da Companhia em relação a seus compromissos financeiros.

Adicionalmente, a Administração entende que o perfil de vencimento da dívida é condizente com a geração de caixa da Companhia. Abaixo é demonstrado o montante da dívida a vencer por ano, em milhares de reais em 31 de março de 2022:

Vencimento	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Total
	<i>R\$ mil</i>			
Empréstimos e financiamentos	251.762	327.079	-	578.841
Valores a pagar por aquisições	389.697	690.018	-	1.079.715
Total	641.459	1.017.097	-	1.658.556

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

No exercício de 2019, a controlada Potiguar E&P contratou empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 19 de fevereiro de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária SPE Miranga S.A., assinou contrato para a aquisição de 100% da participação da Petrobras em 9 (nove) campos terrestres denominados Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga. Com o objetivo de financiar parte do pagamento, a Companhia firmou Contrato de Empréstimo Internacional nº AGE1187904 com a instituição financeira Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch, no valor de total de US\$11.000.000,00 (onze milhões de dólares norte-americanos), com taxa de juros fixa de 3,7225%. O empréstimo foi pago em 5 parcelas cujos pagamentos aconteceram entre os meses de junho a outubro de 2021.

Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a um financiamento direcionado à inovação com a Finep e empréstimos bancários na controlada Potiguar E&P, mencionado acima. Para mais informação sobre os empréstimos e financiamentos ver item 10.1(f) e (g) deste Formulário de Referência.

A Companhia acredita que a geração de caixa operacional, somada à possibilidade de captação de recursos de terceiros por meio de empréstimos e de emissão de valores mobiliários de sua emissão, incluindo ações, suportam a eventual necessidade de recursos para o financiamento do capital de giro e para a realização de investimentos em ativos não-circulantes, como expansão orgânica, compra de equipamentos e novas aquisições.

(e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez;

Tendo em vista sua estrutura de capital atual, a Companhia acredita gerar recursos suficientes para cumprir com suas obrigações operacionais rotineiras, bem como financiar grande parte da expansão de suas atividades, de modo que não antevê a necessidade de captação de recursos no mercado nos curto e médio prazos.

Contudo, os Diretores não excluem a possibilidade de estruturar ou obter uma fonte de financiamento futuro para fins de capital de giro ou investimentos em ativos não circulantes.

Caso esta necessidade venha a surgir, por exemplo, para financiar aquisições de novos ativos produtores de petróleo e/ou gás natural, a Administração da Companhia avaliará as eventuais necessidades de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital, podendo optar por uma forma de financiamento ou outra.

(f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes;

Os saldos consolidados de empréstimos e financiamentos, em milhares de reais, eram os seguintes:

	31/03/2022	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
<i>R\$ mil</i>				
FINEP	1.320	1.647	2.733	4.263
Empréstimos bancários	597.509	762.081	926.501	791.651
Custos a amortizar	(19.988)	(22.437)	(35.194)	(51.895)
Total	578.841	741.291	894.040	744.019

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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 19 de fevereiro de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária SPE Miranga S.A., assinou contrato para a aquisição de 100% da participação da Petrobras em 9 (nove) campos terrestres denominados Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipé, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga. Com o objetivo de financiar parte do pagamento, a Companhia firmou Contrato de Empréstimo Internacional nº AGE1187904 com a instituição financeira Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch, no valor de total de US\$11.000.000,00 (onze milhões de dólares norte-americanos), com taxa de juros fixa de 3,7225%. O empréstimo foi pago em 5 parcelas cujos pagamentos aconteceram entre os meses de junho a outubro de 2021.

A Controlada Potiguar adquiriu, em 25 de abril de 2019, empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000 mil, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o recebido até 31 de dezembro de 2019 foi de US\$195.428 mil.

Em 31 de março de 2021, as partes do Credit Agreement firmaram um Waiver and Amendment Agreement por meio do qual os credores renunciaram os seus respectivos direitos de exigir o pré-pagamento antecipado do saldo devedor em aberto em decorrência da conclusão da oferta pública inicial das ações de emissão da Companhia. Adicionalmente, também concordaram em alterar determinados termos do Credit Agreement.

Como garantia para o empréstimo, em 31 de dezembro de 2021, a Potiguar deve manter nas contas vinculantes o valor contábil de no mínimo R\$117.937 mil, sendo este montante composto por 100% da próxima parcela de amortização de principal e juros, acrescido ainda de dois terços do valor da própria parcela. Em 31 de dezembro de 2021 e em 31 de março de 2022, a controlada mantinha o saldo necessário e estava aderente as regras contratuais. O empréstimo será pago em parcelas trimestrais até abril de 2024.

Em 7 de junho de 2022, as partes do Credit Agreement firmaram um novo Waiver and Amendment Agreement por meio do qual os credores renunciaram os seus respectivos direitos de exigir o pré-pagamento antecipado do saldo devedor em aberto em decorrência da conclusão da oferta pública subsequente de ações de emissão da Companhia. Adicionalmente, também concordaram em alterar a definição de “Mudança de Controle”, disposto na seção 1.01 do Credit Agreement, alterando o subparágrafo (b), que passou a descrever as seguintes hipóteses: (i) os titulares deixem de serem detentores, direta ou indiretamente, de ao menos 40% dos direitos de voto e participação acionária na Companhia; (ii) qualquer fiador (Opportunity Sponsor, PetroSantander Sponsor or PERBRAS), agindo de maneira isolada, adquira o controle da Companhia e (iii) os titulares criam, incorrem, assumem ou sofrem com a existência de qualquer gravame que afete a participação societária da Companhia, a menos que tal garantia seja concedida a outros titulares. Além disso, removeram as hipóteses no subparágrafo (e) que dispunha: no primeiro dia que (i) a maioria dos membros do conselho de administração ou outro órgão equivalente da Companhia deixem de ser compostos por indivíduos cuja eleição ou nomeação tenham sido aprovadas por um ou mais titulares ou (ii) após o IPO, os fiadores (Opportunity Sponsor e PetroSantander Sponsor), em conjunto, deixem de ter o direito de elegerem ou nomearem a maioria dos membros do conselho de administração ou órgão equivalente da Companhia.

ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Não aplicável.

iii) grau de subordinação entre as dívidas,

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- 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;

Como parte das cláusulas de vencimento antecipado, o Credit Agreement prevê a manutenção de contratos de hedge para proteger seus volumes líquidos apresentados no relatório de reservas da seguinte maneira:

- Para 12 meses subsequentes, (i) no mínimo 85% de suas reservas provadas desenvolvidas e produzindo (*Proved Developed Producing*) ou (ii) 80% de suas reservas 1P, limitados a 95% de suas reservas 1P.
- Para os meses 13 a 24, no mínimo 60% de suas reservas 1P, limitados a 75% de suas reservas 1P.
- Para os meses 25 a 36, no mínimo 40% de suas reservas 1P, limitados a 55% de suas reservas 1P.

Adicionalmente, o contrato estabelece condições para distribuição de dividendos, sendo as principais:

- Distribuição de dividendos somente após o período de carência, que expirou em 25 de julho de 2020. Não pagamento de dividendos oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2019. Em virtude dessa cláusula restritiva, a Companhia e suas controladas cancelaram os dividendos mínimos obrigatórios contabilizados no exercício findo em 31 dezembro de 2019, de acordo com as respectivas Assembleias Gerais Ordinárias.
- Preço médio do Petróleo Brent no ano fiscal anterior não poderá ser menor que US\$45/bbl.
- O preço médio do Petróleo Brent na data final do último trimestre não poderá ser menor que US\$45 bbl. A Potiguar tem que estar adimplente com todas as obrigações contratuais.
- A Companhia e suas controladas precisam estar aderentes a todas as cláusulas de vencimento antecipado (“covenants”).

Em 31 de dezembro de 2021 e em 31 de março de 2022, a Companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (“covenants”), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras da controlada Potiguar no prazo de 90 dias auditadas por auditores independentes; (ii) cláusula onde a Companhia e suas controladas se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que a Companhia e suas controladas conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituam e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento. Adicionalmente, o financiamento da Controlada Potiguar inclui cláusulas restritivas com exigibilidade de cumprimento de performance de índices periódicos, sob condição de antecipação do vencimento da dívida em caso de descumprimento. Em 31 de março de 2022, as obrigações são as seguintes:

- No último dia de cada trimestre fiscal (a começar em 31 de dezembro de 2020), o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) da Controlada Potiguar não deve ser maior que:
 - 2,5 ao final do ano fiscal de 2020.
 - 2,25 durante o ano fiscal de 2021.
 - 2,0 durante o ano fiscal de 2022.
 - 1,5 durante o ano fiscal de 2023 em diante.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) consolidado do Grupo não deve ser maior que 2,5.
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das reservas Provadas sobre Dívida Bruta) da Controlada Potiguar não deve ser menor que 1,5.
- Em qualquer momento, o Caixa Livre (Caixa e Equivalentes e Aplicações Financeiras, incluindo Contas Vinculantes relacionadas ao Empréstimo) da Controlada Potiguar não deve ser menor que R\$20.000 mil.

Waivers concedidos à Companhia:

- Em 19 de fevereiro de 2020 a Companhia solicitou um *waiver* com relação à obrigação da Potiguar E&P de entregar ao Agente Administrativo o benefício de cada Credor tão logo disponível, mas em qualquer caso no prazo de quarenta e cinco (45) dias após cada final de exercício, um Relatório de Engenharia Independente em relação a cada um da Controladora (PetroRecôncavo S.A.) e da Tomadora (Potiguar E&P). Este *waiver* foi aprovado pelos credores, sendo concedido um prazo até 10 de março de 2020, o que foi atendido pela Companhia.

- Em 22 de julho de 2020 a Companhia solicitou um *waiver* para os credores renunciarem: (A) a exigência estabelecida na Seção 2.03(a)(ii) do Contrato de Crédito que limita a possibilidade do Tomador pré-pagar os Empréstimos antes do aniversário de 1 ano da Data de Execução, (B) a exigência estabelecida na Seção 2.03(d)(y) do Contrato de Crédito de que qualquer pré-pagamento dos Empréstimos será aplicado ao principal e ao parcelamento dos Empréstimos em ordem inversa de vencimento, a fim de que o Tomador aplicar o Pré-pagamento proposto pro rata a todas as amortizações restantes dos Empréstimos, (C) a exigência estabelecida na Seção 2.06(b) dos Contratos de Crédito referente à aplicação de um Prêmio de Pré-Pagamento a pagar pelo Mutuário sobre o valor do Pré-pagamento Proposto e (D) a exigência estabelecida em 2.03(e)(iii)(C) do Contrato de Crédito que só valores superiores a US\$ 5.000.000 retidos na Conta de Reserva de Caixa podem ser usados para pré-pagamento dos Empréstimos em ordem para o Tomador para aplicar todo e qualquer valor. Este *waiver* foi aprovado pelos credores, e em 27/07/2020 a Companhia fez uma amortização extraordinária antecipada de US\$8.000.000,00, o equivalente a R\$41.424.000,00.

Em 26 de agosto de 2020, a Companhia solicitou *waiver* junto aos seus credores internacionais, os quais passaram a renunciar às exigências integrais estabelecidas em seu Contrato de Crédito e, com efeito, permitiu que a Companhia apresentasse documento diverso daquele previamente previsto para fins de cálculo das reservas de petróleo e gás para os segundo e terceiro trimestres de 2020.

Ademais, a Companhia solicitou junto aos seus credores nacionais a anuência para promover listagem no segmento Novo Mercado da B3, pedido de registro de emissor de valores mobiliários na categoria "A" e oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão Companhia ("IPO"), assim como a ciência do aditivo ao acordo de acionista da Companhia em função de ato preparatório às operações mencionadas. Estes *waivers* foram obtidos nos dias 18 de março, 26 de março, 31 de março e 07 de abril de 2021.

Em 21 de março de 2021, a Companhia solicitou aos seus credores internacionais, *waiver* para promover (i) oferta pública inicial de ações ordinárias, no Brasil, conforme disposições da Instrução CVM Nº 400; (ii) oferta, nos Estados Unidos, para investidores qualificados internacionais, conforme disposições da legislação norte-americana relativa a valores mobiliários (U.S. Securities Act) e (iii) oferta para pessoas não-americanas (conforme definido na Regulação S do U.S. Securities Act) fora dos Estados Unidos e do Brasil, com base no já mencionado Regulamento S do U.S. Securities Act.

Em 21 de março de 2022, a Companhia solicitou *waiver* junto aos seus credores internacionais, os quais passaram a renunciar à exigência estabelecida em seu Contrato de Crédito que, por sua vez, obrigava a Companhia a manter, sob determinadas condições específicas, Contratos de Hedge de Hidrocarbonetos três anos a primeira data de empréstimo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 31 de março de 2022, e nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020, o Grupo cumpriu as cláusulas restritivas aplicáveis.

Em 1 de junho de 2022, a Companhia solicitou junto ao Banco ABC Brasil S.A. waiver, no âmbito dos Contratos Master para Operações de Derivativos de Balcão, em virtude da possível alteração da composição de seu capital social em virtude de potencial oferta de ações. O waiver foi concedido em 2 de junho de 2022.

Em 7 de junho de 2022, as partes do Credit Agreement firmaram um novo Waiver and Amendment Agreement por meio do qual os credores renunciaram os seus respectivos direitos de exigir o pré-pagamento antecipado do saldo devedor em aberto em decorrência da conclusão da oferta pública subsequente de ações de emissão da Companhia. Adicionalmente, também concordaram em alterar a definição de "Mudança de Controle", disposta na seção 1.01 do Credit Agreement, alterando o subparágrafo (b), que passou a descrever as seguintes hipóteses: (i) os titulares deixem de serem detentores, direta ou indiretamente, de ao menos 40% dos direitos de voto e participação acionária na Companhia; (ii) qualquer fiador (Opportunity Sponsor, PetroSantander Sponsor or PERBRAS), agindo de maneira isolada, adquira o controle da Companhia e (iii) os titulares criam, incorrem, assumem ou sofrem com a existência de qualquer gravame que afete a participação societária da Companhia, a menos que tal garantia seja concedida a outros titulares. Além disso, removeram as hipóteses no subparágrafo (e) que dispunha: no primeiro dia que (i) a maioria dos membros do conselho de administração ou outro órgão equivalente da Companhia deixem de ser compostos por indivíduos cuja eleição ou nomeação tenham sido aprovadas por um ou mais titulares ou (ii) após o IPO, os fiadores (Opportunity Sponsor e PetroSantander Sponsor), em conjunto, deixem de ter o direito de elegerem ou nomearem a maioria dos membros do conselho de administração ou órgão equivalente da Companhia.

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

Não aplicável.

(h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

As informações financeiras contidas e analisadas a seguir são derivadas das demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021 e 2020, as quais foram elaboradas de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil, além das Informações Trimestrais para o período findo em 31 de março de 2022.

Análise das Demonstrações de Resultados Consolidados

PRINCIPAIS COMPONENTES DOS RESULTADOS DAS OPERAÇÕES DA COMPANHIA

Abaixo, encontra-se a discussão dos principais componentes de cada item das nossas demonstrações de resultado:

Receita Operacional Bruta

As receitas da Companhia advêm basicamente da prestação de serviços de produção e da comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e dividem-se em dois subsegmentos: (i) prestação dos serviços descritos no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, que englobam 12 campos na Bacia do Recôncavo; e (ii) venda de petróleo bruto e gás natural produzidos nos campos detidos integralmente pela Companhia ou em consórcios.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do "Contrato de Produção" supracitado. O fechamento dessa aquisição ocorreu em 22 de dezembro de 2021. Com isso, o "contrato de produção com cláusula de risco" foi encerrado.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita Operacional Bruta de Serviços

A receita operacional bruta de serviços é auferida pela Companhia e decorre do seu Contrato de Produção, dividindo-se da seguinte forma:

- **Curva Básica:** para os 12 campos objeto do Contrato de Produção, localizados na Bacia do Recôncavo, foi definida uma curva básica de produção com taxas de declínio pré-estabelecidas. Em dezembro de 2021, esta curva básica correspondia à produção de 111 bpd de petróleo e 3,1 Mm³ de gás por dia. O preço que a Companhia recebe pela produção dada por esta curva básica é composto por: (i) uma parte que corresponde à quantia de US\$3,00, convertida para Reais pelo câmbio em vigor na data de assinatura do Contrato de Produção e corrigido segundo a variação de uma cesta de diversos índices que medem a taxa de inflação; e (ii) uma parte que consiste no valor em Reais equivalente a US\$2,00 convertidos pela cotação do câmbio do mês em que ocorrer o pagamento.
- **Produção Incremental:** corresponde à produção total de petróleo e gás natural da Companhia nos 12 campos cobertos pelo Contrato de Produção menos a produção da curva básica. Pela “Produção Incremental de Petróleo”, a Companhia recebe da Petrobras um valor equivalente ao preço do Brent convertido por uma cotação média do Dólar em Reais menos um fator de desconto, menos 15% e menos os *royalties* devidos à Petrobras que, no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, foram equivalentes a aproximadamente 9% em média de tal Produção Incremental. No caso da Produção Incremental de gás, a Petrobras paga 97% do preço médio para o gás *commodity* para uso industrial no Estado da Bahia menos o mesmo fator de desconto de 15% aplicável à Produção Incremental de petróleo e *royalties* de aproximadamente 9% sobre a Produção Incremental de gás da Companhia devidos à Petrobras.
- **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 produzido nos campos próprios auferida pela Companhia e pelas controladas Recôncavo E&P, Potiguar E&P e SPE Miranga corresponde à venda do petróleo bruto produzido nos 12 campos do Polo Remanso, no caso da Companhia, campos dos Blocos BT-REC 10 e BT-REC 14, na Bacia do Recôncavo, no caso da Recôncavo E&P, à venda do petróleo bruto e gás natural produzidos nos 33 campos na Bacia Potiguar em que a Potiguar E&P possui contratos de concessão celebrados com a ANP e à venda do petróleo bruto e gás natural produzidos nos 9 campos na Bacia do Recôncavo em que a SPE Miranga possui contratos de concessão celebrados com a ANP. O preço recebido pelo petróleo bruto produzido nestes campos corresponde ao valor em Reais equivalente à cotação do barril tipo Brent ajustado de acordo com a qualidade do petróleo, conforme “Contratos de Compra e Venda” da produção destes blocos, que a Companhia atualmente mantém com a Petrobras (vide item 7.1 para mais informações sobre estes contratos). Tais contratos são revisados periodicamente para fins de reajuste do preço, que vigorará até o próximo reajuste, sendo facultado à Companhia rescindi-los caso não concorde com as revisões do preço e, assim, vender a produção de tais campos para outro cliente. Com relação à venda de gás natural, a Potiguar E&P e a SPE Miranga possuíam em 2021 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. Quanto aos tributos, para o faturamento à Petrobras é feito ainda um “gross-up” onde são adicionados os valores dos tributos incidentes diretamente na operação de compra e venda de gás (PIS, COFINS e ICMS), que são acrescidos por ocasião do faturamento para compor o valor total da nota fiscal. A Petrobras tem por obrigação receber toda a produção enviada, conforme as especificações mínimas de qualidade e limite máximo de recebimento e pagar à Companhia os preços conforme definição no contrato.

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções, descontos comerciais e outras deduções similares, conforme demonstrado abaixo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Prestação de serviços:

Os honorários de exploração de petróleo 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 com vendas de de produtos pela Companhia e pelas controladas Recôncavo E&P, Potiguar E&P e SPE Miranga com a venda de petróleo bruto dos campos próprios (chamado de “PIS não cumulativo”);
- *COFINS*: contribuição federal que incide à alíquota de 3% sobre as receitas auferidas pela Companhia e oriundas do Contrato de Produção (chamado de “COFINS cumulativo”) e de 7,6% para as receitas auferidas com vendas de de produtos pela Companhia e pelas controladas Recôncavo E&P, Potiguar E&P e SPE Miranga com venda de petróleo bruto dos campos próprios (chamado de “COFINS não cumulativo”);
- *ISS*: imposto municipal sobre serviços que incide sobre as receitas da Companhia (já que são receitas de prestação de serviços), oriundas do seu Contrato de Produção, cujas alíquotas, atualmente, situam-se entre 3% e 5%, variando de acordo com a legislação do município onde o serviço é prestado; e
- *ICMS*: imposto estadual que incide sobre as receitas com venda de petróleo e gás natural realizadas pela controlada Potiguar E&P realizadas dentro do estado do Rio Grande do Norte e pela Companhia e pela controlada SPE Miranga nas vendas de gás natural no estado da Bahia.

Custos de Serviços Prestados e de Vendas

Os custos dos serviços da Companhia referem-se aos custos diretamente relacionados à prestação de serviços à Petrobras no âmbito do Contrato de Produção e à operação dos campos próprios, e são descritos abaixo:

Royalties: corresponde a participação governamental paga ao Tesouro Nacional em face da produção realizada pelos campos próprios nas Bacias do Recôncavo e Potiguar, em que a Companhia e suas controladas 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*);

- *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;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

• *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 2020 e 2021 foi efetuada pela empresa especializada Netherland, Sewell & Associates, Inc.

Adicionalmente, determinados equipamentos e máquinas, particularmente quatro sondas, sendo uma de perfuração e três de *workover*, adquiridas entre 2008 e 2010, também contribuem para os custos de depreciação da Companhia e são depreciadas pelo método de depreciação linear.

Receitas (Despesas)

As receitas (despesas) operacionais da Companhia consistem substancialmente em despesas administrativas para abandono de poços, custo de exploração e depreciações, conforme descrito abaixo:

- *Gerais e administrativas:* correspondem, principalmente, aos gastos com mão-de-obra, despesas administrativas gerais, despesas com advogados e auditores e consultorias dos setores administrativos e de geologia.
- *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.
- *Provisão para abandono de poços:* correspondem aos montantes destinados à constituição de provisões, e à atualização monetária das mesmas, para fazer frente aos custos relacionados ao abandono de poços e desmantelamento de áreas, conforme requerido pelas regras da ANP. Os valores positivos apresentados nesta conta referem-se à reversão de montantes anteriormente destinados a esta provisão, como consequência, por exemplo, do aumento das reservas, o que causa o prolongamento da vida útil dos poços, prorrogando, portanto, a incorrência de custos com abandono de poços e desmantelamento de áreas.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro corresponde à diferença entre as receitas e despesas financeiras da Companhia, acrescida da variação cambial sobre ativos e passivos da Companhia denominados em moeda estrangeira.

A receita financeira decorre principalmente dos rendimentos das aplicações financeiras feita para o caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia e suas controladas. As despesas financeiras correspondem principalmente a despesas bancárias diversas e despesas com juros sobre empréstimos e financiamentos.

A variação cambial incide sobre os ativos e passivos da Companhia denominados em moeda estrangeira, que incluem, respectivamente, caixas e equivalentes de caixa em dólar da Reconcavo America LLC, montantes denominados em moeda estrangeira devidos a fornecedores, saldo de financiamento adquirido pela controlada Potiguar E&P denominado em dólares norte-americanos e valores a pagar por aquisições de ativos pela Companhia e suas controladas, denominados em dólares norte-americanos.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas com IR e CSLL são classificadas em corrente, diferido e redução em função de incentivo fiscal, da forma como segue:

- **Corrente:** O IR e CSLL no Brasil, são calculados tomando-se por base o lucro tributável à alíquota de 25% (15% mais adicional de 10% sobre lucro excedente a R\$240 mil) e 9%, respectivamente. A legislação tributária brasileira permite compensar prejuízos referentes a exercícios passados com lucros de exercícios futuros, sem prazo de prescrição, porém com restrição de utilização limitada a 30% do lucro tributável de cada exercício.
- **Diferido:** O IR e CSLL diferidos incluem os efeitos do reconhecimento de prejuízos fiscais e das diferenças temporárias, que são compostas principalmente por provisões normalmente relacionadas ao registro de contingências que não são dedutíveis do lucro real e da base de cálculo da contribuição social ao tempo do registro, mas apenas posteriormente, na data de sua realização financeira.
- **Redução Incentivo Fiscal:** A Companhia e suas controladas Recôncavo E&P e Potiguar E&P gozam de redução de 75% do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações. Com a promulgação da Lei nº 11.638/07, vigente desde 1º de janeiro de 2008, este incentivo passou a ser reconhecido no resultado do exercício, diretamente na rubrica de imposto de renda. Ao final de cada exercício social, a administração da Companhia proporá 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.

COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DOS PERÍODOS DE TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022 E 31 DE MARÇO DE 2021.

	31/03/2022 (em milhares de Reais)	31/03/2021 (em milhares de Reais)
RECEITA LÍQUIDA	703.476	245.788
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	(333.865)	(153.098)
LUCRO BRUTO	369.611	92.690
RECEITAS (DESPESAS)		
Gerais e administrativas	(21.788)	(11.283)
Outras receitas (despesas), líquidas	(3.016)	(10.827)
Total	(24.804)	(22.110)
LUCRO OPERACIONAL	344.807	70.580
RESULTADO FINANCEIRO		
Receitas financeiras	298.194	15.575
Despesas financeiras	(112.339)	(110.360)
	185.855	(94.785)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	530.662	(24.205)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
Corrente	(88.112)	(4.459)
Diferido	(77.737)	13.478
Redução - incentivo fiscal	37.025	2.296
Total	(128.824)	11.315
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	401.838	(12.890)

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 187,4%, passando de R\$304,8 milhões no período findo em 31 de março de 2021, para R\$876,1 milhões no período findo em 31 de março de 2022. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de receita no período:

(Em milhares de Reais)	Períodos findos em 31 de março de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
<u>Receita Operacional de Serviços</u>	-	0,0%	-100,0%	79.768	32,5%
<u>Receita com Venda de Petróleo, Gás e subprodutos</u>	876.065	124,5%	289,3%	225.010	91,5%
Total da Receita Operacional Bruta	876.065	124,5%	187,4%	304.778	124,0%
Deduções da receita bruta	(172.589)	-24,5%	192,6%	(58.990)	-24,0%
Receita Operacional Líquida	703.476	100,0%	186,2%	245.788	100,0%

Receita Operacional de Serviços

A receita operacional de serviços da Companhia advém basicamente da prestação dos serviços descritos no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, que englobam 12 campos na Bacia do Recôncavo.

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 está zerada no período findo em 31 de março de 2022. No mesmo período do ano anterior, a receita com prestação de serviços foi de R\$79,8 milhões.

Receita da Companhia com a venda de petróleo, gás e subprodutos

A receita da Companhia com a venda de produtos cresceu 289,3%, passando de R\$225,0 milhões no período findo em 31 de março de 2021, para R\$876,1 milhões, no período findo em 31 de março de 2022. Este 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 no período foi de R\$176,0 milhões;
- (b) Além desse fator, a receita foi fortemente impactada pelo incremento observado no período, acrescido do aumento de 66,5% no preço médio do barril de petróleo do tipo Brent, que passou de US\$60,90/bbl em 2021 para US\$101,40/bbl em 2022.
- (c) Adicionalmente, a Companhia e suas controladas iniciaram, a partir de 1º de janeiro de 2022, contratos para suprimento de gás natural com a Potigás, PBGás e Bahiagás, com melhorias significativas no valor do preço da molécula, quando comparado ao ano de 2021.
- (d) Em contrapartida, a valorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No primeiro trimestre de 2022, registramos uma perda de R\$85,2 milhões nessa rubrica, enquanto no mesmo período

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

de 2021, o resultado foi positivo em R\$3,5 milhões. No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 510 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$56,61/bbl; já o preço médio do barril de petróleo do tipo Brent no período foi de US\$101,40.

Deduções sobre a Receita Bruta

As deduções sobre a receita bruta da Companhia aumentaram 192,6%, passando de R\$59,0 milhões no período findo em 31 de março de 2021 para R\$172,6 milhões no período findo em 31 de março de 2022, refletindo, basicamente, o aumento na receita operacional bruta, que foi de 187,4%.

Receita Operacional Líquida

Pelos mesmos fatores descritos acima, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 186,2%, passando de R\$245,8 milhões no período findo em 31 de março de 2021 para R\$703,5 milhões em 31 de março de 2022.

Custos de Serviços Prestados e Produtos Vendidos

Os custos de serviços prestados e vendas aumentaram 118,1%, passando de R\$153,1 milhões no período findo em 31 de março de 2021 para R\$333,9 milhões no período findo em 31 de março de 2022, representando respectivamente 62,3% e 47,5% da receita líquida para estes mesmos períodos. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de custos no período:

(Em milhares de Reais)	Períodos findos em 31 de março de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Royalties	63.158	18,9%	206,9%	20.579	13,4%
Custos de Operação e Manutenção e com Reparo de Poços	200.775	60,1%	180,9%	71.467	46,7%
Depleção, Depreciação e Amortização	69.932	20,9%	14,5%	61.052	39,9%
Total do Custo dos Serviços Prestados e Produtos Vendidos	333.865	100,0%	118,1%	153.098	100,0%
% da Receita Operacional Líquida	47,5%			62,3%	

O aumento dos custos de serviços prestados e produtos vendidos são explicados principalmente pelo aumento:

(i) aumento de 206,9% no custo com royalties. Este incremento está diretamente ligado ao aumento da receita com venda de petróleo e gás natural, explanado no tópico anterior;

(ii) aumento de 180,9%, nos custos de operação e manutenção e com reparo de poços. Os custos do período foram impactados pelo início do fornecimento de gás natural para a Bahiagás, Potigás e Pbgás. Com isso, a Companhia e suas controladas passaram a incorrer em custos com o escoamento, processamento e transporte de gás natural, algo que não havia em 2021. Os custos no primeiro trimestre de 2022 foram de R\$88,6 milhões.

Os custos com pessoal aumentaram no período. A Companhia passou o último trimestre do ano de 2021 se preparando para tornar-se concessionária dos campos do Polo Remanso e para o takeover do Polo Miranga, e também para aumentar sua frota de sondas em operação, demandando novas contratações ao longo do período, sendo que normalmente é necessário que tais contratações aconteçam com alguns meses de antecedência para que estes novos colaboradores sejam devidamente treinados e incorporados no sistema de gestão da Companhia. Além disso, a Companhia optou por internalizar algumas funções que inicialmente foram contratadas como serviços externos, principalmente no Ativo Potiguar. Os custos com pessoal também foram impactados pelo reajuste anual de 9,68%, que correspondeu ao IPCA acumulado dos últimos 12

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

meses, a partir de setembro de 2021 conforme acordo coletivo pactuado com os empregados e o sindicato da categoria.

Os custos com energia elétrica aumentaram 56,2%, passando de R\$12,2 milhões no primeiro trimestre de 2021 para R\$19,0 milhões em igual período de 2022. Essa variação reflete, além dos impactos tarifários, o aumento do nível da produção e de poços ativos no primeiro trimestre de 2022.

(iii) aumento de 14,5%, nos custos com depleção e depreciação, decorrente, principalmente, do incremento de produção verificado no período, parcialmente amortecido pelo incremento das reservas de petróleo e gás natural em 31 de dezembro de 2021.

Lucro Bruto

Como resultado dos itens discutidos acima, o lucro bruto totalizou R\$369,6 milhões no período findo em 31 de março de 2022, acréscimo de 298,8%, em relação ao lucro bruto de R\$92,7 milhões no período findo em 31 de março de 2021. A margem sobre receita líquida passou de 37,7% no período findo em 31 de março de 2021 para 52,5% em igual período de 2022.

(Em milhares de Reais)	Períodos findos em 31 de março de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Receita Operacional Líquida	703.476	100,0%	186,2%	245.788	100,0%
Custos dos Serviços Prestados e dos Produtos Vendidos	(333.865)	-47,5%	118,1%	(153.098)	-62,3%
Lucro Bruto	369.611	52,5%	298,8%	92.690	37,7%
Magem Bruta	52,5%		37,7%		

Despesas Operacionais

As despesas operacionais da Companhia aumentaram 12,2% no período findo em 31 de março de 2022, passando de R\$22,1 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2021 para R\$24,8 milhões no mesmo período de 2022. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de despesas operacionais no período:

(Em milhares de Reais)	Períodos findos em 31 de março de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
Gerais e administrativas	(21.788)	87,8%	93,1%	(11.283)	51,0%
Outras receitas (despesas), líquidas	(3.016)	12,2%	-72,1%	(10.827)	49,0%
Total das despesas operacionais	(24.804)	100,0%	12,2%	(22.110)	100,0%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O aumento das despesas operacionais da Companhia é explicado principalmente:

- (i) Aumento de R\$10,5 milhões nas despesas gerais e administrativas, devido aos seguintes motivos:
 - a. aumento de pessoal na 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. impactos gerados pelo reajuste anual de 9,68%, que correspondeu ao IPCA acumulado dos últimos 12 meses, a partir de setembro de 2021 conforme acordo coletivo pactuado com os empregados e o sindicato da categoria.
- (ii) Redução de 72,1% 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 no primeiro trimestre de 2021.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido foi positivo em R\$185,9 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2022, despesa líquida de R\$94,8 milhões no período findo em 31 de março de 2021. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens do resultado financeiro da Companhia no período:

	Períodos findos em 31 de março de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
(Em milhares de Reais)					
Receitas financeiras	298.194	160,4%	1814,6%	15.575	-16,4%
Despesas financeiras	(112.339)	-60,4%	1,8%	(110.360)	116,4%
	185.855	100,0%	-296,1%	(94.785)	100,0%

O resultado é impactado, principalmente, pela variação cambial 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 apreciação da taxa de câmbio em cada período:

	31/12/2021	%	31/03/2022	31/12/2020	%	31/03/2021
Taxa de câmbio R\$/US\$	5,58	-15,1%	4,74	5,20	9,6%	5,70

Imposto de Renda e Contribuição Social

	Períodos findos em 31 de março de				
	2022	AV%	AH%	2021	AV%
(Em milhares de Reais)					
Impostos correntes	(51.087)	39,7%	2261,9%	(2.163)	-19,1%
Impostos diferidos	(77.737)	60,3%	-676,8%	13.478	119,1%
Total	(128.824)	100,0%	-1.238,5%	11.315	100,0%

Como efeito dos melhores resultados apresentados no período findo em 31 de março de 2022, os impostos correntes cresceram 2.261,9% no período. As variações nos impostos diferidos verificadas no trimestre referem-se, sobretudo, a variação cambial não realizada na Companhia e em suas controladas.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Lucro Líquido (prejuízo) do Período

Em virtude do disposto acima, o lucro líquido da Companhia no período de três meses findo em 31 de março de 2022 foi de R\$401,8 milhões, em comparação com o resultado de 2020, quando apresentou um prejuízo de R\$12,9 milhões.

COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 31 DE DEZEMBRO DE 2020.

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
RECEITA LÍQUIDA	1.040.604	787.841
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	(667.850)	(510.600)
 LUCRO BRUTO	<u>372.754</u>	<u>277.241</u>
 RECEITAS (DESPESAS)		
Gerais e administrativas	(62.844)	(47.486)
Outras receitas (despesas), líquidas	(25.304)	2.065
Total	(88.148)	(45.421)
 LUCRO OPERACIONAL	<u>284.606</u>	<u>231.820</u>
 RESULTADO FINANCEIRO		
Receitas financeiras	107.511	7.525
Despesas financeiras	<u>(158.500)</u>	<u>(356.982)</u>
	(50.989)	(349.457)
 LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	<u>233.617</u>	<u>(117.637)</u>
 IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
Corrente	(74.173)	(15.281)
Diferido	(10.065)	51.159
Redução - incentivo fiscal	<u>27.520</u>	-
	(56.718)	35.878
 LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u>176.899</u>	<u>(81.759)</u>

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 46,0%, passando de R\$915,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, para R\$1,3 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2021. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de receita no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2021	AV%	AH%	2020	AV%
Receita Operacional de Serviços	353.937	34,0%	25,4%	282.314	35,8%
Receita com a curva básica	1.611	0,2%	-12,4%	1.838	0,2%
Receita com a produção incremental de gás	40.065	3,9%	94,1%	20.638	2,6%
Receita com a produção incremental de petróleo	303.313	29,1%	18,7%	255.484	32,4%
Outras receitas	8.948	0,9%	105,5%	4.354	0,6%
Receita com Venda de Petróleo e Gás Natural					
Produzido nos Campos Próprios	982.994	94,5%	55,1%	633.599	80,4%
Total da Receita Operacional Bruta	1.336.931	128,5%	46,0%	915.913	116,3%
Deduções da receita bruta	(296.327)	-28,5%	131,4%	(128.072)	-16,3%
Receita Operacional Líquida	1.040.604	100,0%	32,1%	787.841	100,0%

Receita Operacional de Serviços

A receita operacional de serviços da Companhia aumentou 25,4%, ou R\$71,6 milhões, passando de R\$282,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para R\$353,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, devido, principalmente:

- ao aumento da receita com a produção incremental de petróleo em 18,7% ou R\$47,8 milhões, que passou de R\$255,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para R\$303,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Tal incremento resultou basicamente, de uma queda de 14,6% no total de volume da produção incremental de petróleo transferido, que no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi de 1.053.126 barris e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de 1.234.126 barris, compensado por um aumento de 67,8% no preço médio do barril de petróleo do tipo Brent, que passou de US\$41,96/bbl em 2020 para US\$70,43/bbl em 2021. O incremento na receita não foi maior, pois em 2020 a Controladora apresentou resultado positivo nos instrumentos financeiros liquidados no exercício no montante de R\$43,0 milhões;
- ao aumento de R\$19,4 milhões, ou 94,1%, na receita com a produção incremental de gás, causada, basicamente, pelo aumento de 34,2% no total de volume de gás incremental transferido, que no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi de 30.716Mm³ e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de 22.880Mm³. Adicionalmente, o preço médio do gás incremental no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi de R\$1.588,01/Mm³ e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$1.163,39/Mm³, representando um incremento de 36,5%; e;
- ao aumento de R\$4,6 milhões relacionada à “Outras Receitas” que aumentou de R\$4,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para R\$8,9 no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, por conta do incremento das receitas referentes aos 15% de reembolso pela Petrobras dos investimentos feitos para incremento da produção, refletindo um maior volume de investimentos no ano de 2021.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita da Companhia com a venda de petróleo e gás brutos produzido nos Campos Próprios

A receita da Companhia com a venda de petróleo bruto produzido nos campos próprios cresceu 55,1%, ou R\$349,4 milhões, passando de R\$633,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para R\$983,0 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Este incremento deveu-se, principalmente ao incremento da produção observado no exercício, acrescido do aumento de 67,8% no preço médio do barril de petróleo do tipo Brent, que passou de US\$41,96/bbl em 2020 para US\$70,43/bbl em 2021. O incremento na receita não foi maior, pois em 2020 a Controlada Potiguar E&P apresentou resultado positivo nos instrumentos financeiros liquidados no exercício no montante de R\$154,0 milhões, enquanto em 2021, o resultado foi negativo em R\$126,8 milhões.

Deduções sobre a Receita Bruta

As deduções sobre a receita bruta da Companhia aumentaram 131,4%, ou R\$168,3 milhões, passando de R\$128,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para R\$296,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, refletindo, basicamente, o aumento na receita operacional bruta. Como já mencionado, quanto à tributação das receitas operacionais de serviços, há incidência de Pis e Cofins a uma alíquota combinada de 1,65%, além de ISS com alíquotas entre 3% e 5%. Já para as receitas com a venda de petróleo e gás nos campos próprios, a alíquota combinada de Pis e Cofins é de 9,25%, além de incidir ICMS sobre as vendas realizadas pela Controlada Potiguar E&P dentro do Estado do Rio Grande do Norte e nas vendas de gás na Controlada SPE Miranga no Estado da Bahia. É importante mencionar que os resultados dos instrumentos financeiros liquidados no exercício possuem alíquota 0% de Pis e Cofins.

Receita Operacional Líquida

Pelos mesmos fatores descritos acima, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 32,1% ou R\$252,8 milhões, passando de R\$787,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para R\$1,0 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Custos de Serviços Prestados e Vendas

Os custos de serviços prestados e vendas aumentaram 30,8%, ou R\$157,2 milhões, passando de R\$510,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para R\$667,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, representando respectivamente 64,8% e 64,2% 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				
	2021	AV%	AH%	2020	AV%
Royalties	103.980	15,6%	121,9%	46.866	9,2%
Custos de Operação e Manutenção e com Reparo de Poços	313.670	47,0%	41,8%	221.149	43,3%
Depleção, Depreciação e Amortização	250.200	37,5%	3,1%	242.585	47,5%
Total do Custo dos Serviços Prestados e Produtos					
Vendidos	667.850	100,0%	30,8%	510.600	100,0%
% da Receita Operacional Líquida		64,2%			64,8%

O aumento dos custos de serviços prestados e vendas são explicados principalmente pelo aumento:

(i) aumento de 121,9%, ou R\$57,1 milhões no custo com royalties. Este incremento está diretamente ligado ao aumento da receita com venda de petróleo e gás natural, explanado no tópico anterior;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(ii) aumento de 41,8%, ou R\$92,5 milhões nos custos de operação e manutenção e com reparo de poços. O incremento de custos deve ser interpretado com cautela, considerando que, em virtude da pandemia da Covid-19 e seus impactos nos preços internacionais do barril de petróleo do tipo Brent, a Companhia reduziu significativamente as atividades não críticas a partir do segundo trimestre de 2020. Além disso, os custos de 2021 no Ativo Bahia e nas áreas corporativas já refletiram grande parte dos aumentos das estruturas necessárias para a operação do Polo Miranga, cujo fechamento da transação ocorreu em dezembro de 2021;

Os custos com pessoal aumentaram no exercício por conta da redução de atividades não críticas no ano de 2020, em virtude da pandemia da Covid-19. Dentre as medidas tomadas pela Companhia, visando preservar empregos, efetuamos a suspensão temporária do contrato de trabalho de alguns colaboradores no período, reduzindo os custos com pessoal. Adicionalmente, a Companhia passou o último trimestre do 2021 se preparando para tornar-se concessionária dos campos do Polo Remanso e para o takeover do Polo Miranga, e também para aumentar sua frota de sondas em operação, demandando novas contratações ao longo do período, sendo que normalmente é necessário que tais contratações aconteçam com alguns meses de antecedência para que estes novos colaboradores sejam devidamente treinados e incorporados no sistema de gestão da Companhia. Além disso, a Companhia optou por internalizar algumas funções que inicialmente foram contratadas como serviços externos, principalmente no Ativo Potiguar. Os custos com pessoal também foram impactados pelo reajuste anual de 9,68%, que correspondeu ao IPCA acumulado dos últimos 12 meses, a partir de setembro de 2021 conforme acordo coletivo pactuado com os empregados e o sindicato da categoria;

Os custos com energia elétrica também aumentaram no exercício, uma vez que em função dos impactos gerados pela pandemia da Covid-19, houve postergação de impactos tarifários na energia elétrica. Essa postergação foi compensada no ano de 2021. Além disso, em 2020 interrompemos a produção de alguns poços do ativo que apresentavam altos custos de produção. Além dos impactos tarifários, essa variação acompanha o aumento do nível da produção e de poços ativos no ano de 2021;

Também é importante mencionar que os custos com licenciamento ambiental aumentaram 34,8% no ano de 2021. Com a pandemia da Covid-19, houve postergação no pagamento das licenças ambientais em parte do ano de 2020. Além disso, houve reajuste de preços das taxas cobradas pelo órgão ambiental estadual em 2021 para a Potiguar E&P; e

(iii) aumento de 3,1%, ou R\$7,6 milhões, nos custos com depleção e depreciação, decorrente, principalmente, do incremento de produção verificado no exercício, parcialmente amortecido pelo incremento das reservas de petróleo e gás natural em 31 de dezembro de 2021.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Lucro Bruto

Como resultado dos itens discutidos acima, o lucro bruto totalizou R\$372,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, acréscimo de 34,5%, ou R\$95,5 milhões, em relação ao lucro bruto de R\$277,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A margem sobre receita líquida passou de 35,2% no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para 35,8% em igual período de 2021.

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2021	AV%	AH%	2020	AV%
0Receita Operacional Líquida	1.040.604	279,2%	32,1%	787.841	284,2%
Custos dos Serviços Prestados e dos Produtos Vendidos	(667.850)	-179,2%	30,8%	(510.600)	-184,2%
Lucro Bruto	372.754	100,0%	34,5%	277.241	100,0%
Magem Bruta		35,8%			35,2%

Despesas Operacionais

As despesas operacionais da Companhia aumentaram 94,1%, ou R\$42,7 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, passando de R\$45,4 milhões no exercício findo em 2020 para R\$88,2 milhões no exercício de 2021, representando respectivamente 5,8% e 8,5% da receita líquida para estes mesmos períodos. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de despesas operacionais no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2021	AV%	AH%	2020	AV%
Gerais e administrativas	(62.844)	71,3%	32,3%	(47.486)	104,5%
Outras receitas (despesas), líquidas	(25.304)	28,7%	-1325,4%	2.065	-4,5%
Total das despesas operacionais	(88.148)	100,0%	94,1%	(45.421)	100,0%

O aumento das despesas operacionais da Companhia é explicado principalmente:

Aumento de R\$15,4 milhões nas despesas gerais e administrativas, devido aos seguintes motivos:

- aumento de pessoal na 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;
- impactos gerados pelo reajuste anual de 9,68%, que correspondeu ao IPCA acumulado dos últimos 12 meses, a partir de setembro de 2021 conforme acordo coletivo pactuado com os empregados e o sindicato da categoria.

Aumento de R\$27,4 milhões nas outras despesas, líquidas. Nessa linha demonstramos os pagamentos baseados em ações e bônus extraordinários pagos aos administradores e colaboradores estratégicos da Companhia. O montante no ano de 2021 foi de R\$14,5 milhões, enquanto não houve pagamentos baseado em ações em 2020. Adicionalmente, essa linha está impactada pela eliminação de saldo referente a lucro não realizado entre partes relacionadas no valor de cerca R\$10,4 milhões, impactando somente no resultado de 2021.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Resultado Financeiro

As despesas financeiras, líquidas, foram de R\$51,0 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, comparado uma despesa líquida de R\$349,5 milhões no exercício em 31 de dezembro de 2020. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens do resultado financeiro da Companhia no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2021	AV%	AH%	2020	AV%
Receitas financeiras incluindo variações cambiais	107.511	-210,9%	1.328,7%	7.525	-2,2%
Despesas financeiras incluindo variações cambiais	(158.500)	310,9%	-55,6%	(356.982)	102,2%
	(50.989)	100,0%	-85,4%	(349.457)	100,0%

O principal motivo para as variações no resultado financeiro está na variação cambial líquida. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 a Companhia apresentou variação cambial líquida positiva em R\$11,6 milhões, enquanto no exercício de 2020 a variação cambial líquida foi negativa em R\$234,9 milhões. Em 2020, a Companhia apresentava passivo em dólar, decorrente do saldo em dólares norte-americanos do financiamento na controlada Potiguar E&P. Em 2021, após a abertura de capital, a Companhia manteve parte do saldo de caixa aplicado em fundos cambiais atrelados à variação do cambial do dólar norte-americano, que apresentaram variação cambial positiva durante o ano.

Resultado Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social

Como resultado dos itens discutidos acima, o resultado antes do Imposto de Renda e Contribuição Social foi positivo em R\$233,6 milhões, enquanto em 2020 foi um prejuízo de R\$117,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A margem sobre receita líquida passou de uma margem negativa de 14,9% em 2020 para uma margem positiva de 22,5% no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Imposto de Renda e Contribuição Social

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2021	AV%	AH%	2020	AV%
Impostos correntes	(46.653)	82,3%	205,3%	(15.281)	-42,6%
Impostos diferidos	(10.065)	17,7%	-119,7%	51.159	142,6%
Total	(56.718)	100,0%	-258,1%	35.878	100,0%

Como efeito dos melhores resultados apresentados no ano de 2021, os impostos correntes cresceram 205,3% no exercício, ou R\$31,4 milhões. A variação nos impostos diferidos foi de R\$61,2 milhões, uma vez que no exercício de 2020 foi contabilizado imposto diferido ativo sobre o prejuízo fiscal da controlada Potiguar E&P no valor de R\$38,9 milhões e durante o exercício de 2021, parte desse prejuízo fiscal foi realizado.

Lucro Líquido (prejuízo) do Período

Em virtude do disposto acima, o lucro líquido da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi de R\$176,9 milhões, um aumento de R\$258,7 milhões em comparação com o resultado de 2020, quando apresentou um prejuízo de R\$81,8 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 31 DE DEZEMBRO DE 2019.

	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	787.841	339.923
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	<u>(510.600)</u>	<u>(253.367)</u>
LUCRO BRUTO	<u>277.241</u>	<u>86.556</u>
RECEITAS (DESPESAS)		
Gerais e administrativas	(47.486)	(31.525)
Outras receitas (despesas), líquidas	2.065	5.415
	<u>(45.421)</u>	<u>(26.110)</u>
LUCRO OPERACIONAL	231.820	60.446
RESULTADO FINANCEIRO		
Receitas financeiras	7.525	21.234
Despesas financeiras	<u>(356.982)</u>	<u>(9.842)</u>
	<u>(349.457)</u>	<u>11.392</u>
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	(117.637)	71.838
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
Corrente	(15.281)	(22.793)
Diferido	51.159	6.363
Redução - incentivo fiscal	-	<u>8.274</u>
	35.878	(8.156)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	<u>(81.759)</u>	<u>63.682</u>

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 146,2%, ou R\$543,9 milhões, passando de R\$372,0 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, para R\$915,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de receita no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Receita Operacional de Serviços	282.314	35,8%	-14,3%	329.447	96,9%
Receita com a curva básica	1.838	0,2%	18,3%	1.554	0,5%
Receita com a produção incremental de gás	20.638	2,6%	-26,8%	28.211	8,3%
Receita com a produção incremental de petróleo	255.484	32,4%	-11,4%	288.453	84,9%
Outras receitas	4.354	0,6%	-61,2%	11.229	3,3%
Receita com Venda de Petróleo e Gás					
Produzidos nos Campos Próprios	633.599	80,4%	1387,7%	42.590	12,5%
Total da Receita Operacional Bruta	915.913	116,3%	146,2%	372.037	109,4%
Deduções da receita bruta	(128.072)	-16,3%	298,8%	(32.114)	-9,4%
Receita Operacional Líquida	787.841	100,0%	131,8%	339.923	100,0%

Receita Operacional de Serviços

A receita operacional de serviços da Companhia diminuiu 14,3%, ou R\$47,1 milhões, passando de R\$329,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$282,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, devido, principalmente:

- à queda da receita com a produção incremental de petróleo em 11,4% ou R\$33,0 milhões, que passou de R\$288,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$255,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Tal redução resultou basicamente, de uma queda de 11,6% no total de volume da produção incremental de petróleo transferido, que no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de 954.867 barris e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de 1.080.362 barris;
- à redução de R\$7,6 milhões, ou 26,8%, na receita com a produção incremental de gás, causada, basicamente, pela queda de 11,9% na parcela de 85% no total de volume de gás incremental transferido, que no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de 17.646Mm³ e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de 20.025 Mm³. Adicionalmente, o preço médio do gás incremental no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$1.163,39/Mm³ e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$1.411,00/Mm³, representando uma redução de 17,5%; e;
- à redução de R\$6,9 milhões relacionada à “Outras Receitas” que caiu de R\$11,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$4,3 no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, por conta da diminuição das receitas referentes aos 15% de reembolso pela Petrobras dos investimentos feitos para incremento da produção. O volume total investido pela Companhia em projetos para incremento da produção e perfuração de poços em 2020 foi de R\$33,4 milhões em 2020 e foi de R\$56,6 milhões em 2019.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita da Companhia com a venda de petróleo e gás brutos produzido nos Campos Próprios

A receita da Companhia com a venda de petróleo bruto produzido nos campos próprios cresceu 1.387,7%, ou R\$591,0 milhões, passando de R\$42,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$633,6 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Este incremento deveu-se, principalmente à receita dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com receita no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$626,5 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, houve o faturamento de apenas 22 dias de produção do ano de 2019. O volume de petróleo produzido e vendido pela Potiguar E&P no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de 100.847 barris, enquanto no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foi de 1.957.584 barris.

Deduções sobre a Receita Bruta

As deduções sobre a receita bruta da Companhia aumentaram 298,8%, ou R\$ 96,0 milhões, passando de R\$32,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$128,1 milhões em igual período no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, refletindo, basicamente, o aumento na receita operacional bruta. Como já mencionado, quanto à tributação das receitas operacionais de serviços, há incidência de Pis e Cofins a uma alíquota combinada de 1,65%, além de ISS com alíquotas entre 3% a 5%. Já para as receitas com a venda de petróleo e gás nos campos próprios, a alíquota combinada de Pis e Cofins é de 9,25%, além de incidir ICMS, a uma alíquota de 18%, sobre as vendas realizadas pela Controlada Potiguar E&P dentro do Estado do Rio Grande do Norte. Uma vez que o incremento da Receita Bruta veio, sobretudo, das vendas de petróleo e gás natural realizados nos campos próprios, às quais as alíquotas das deduções são maiores, o percentual de aumento das deduções (298,8%) foi maior do que o percentual de aumento da receita operacional bruta (146,2%).

Receita Operacional Líquida

Pelos mesmos fatores descritos acima, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 131,8% ou R\$447,9 milhões, passando de R\$339,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$787,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Custos de Serviços Prestados e Vendas

Os custos de serviços prestados e vendas aumentaram 101,5%, ou R\$257,2 milhões, passando de R\$253,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$510,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, representando respectivamente 74,5% e 64,8% da receita líquida para estes mesmos exercícios. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de custos no período:

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Royalties	46.866	9,2%	1349,6%	3.233	1,3%
Custos de Operação e Manutenção e com Reparo de Poços	221.149	42,3%	42,9%	154.723	61,1%
Depleção e Depreciação	242.585	47,5%	154,3%	95.411	37,7%
Total do Custo dos Serviços Prestados e Produtos Vendidos	510.600	100,0%	101,5%	253.367	100,0%
% da Receita Operacional Líquida		64,8%			74,5%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O aumento dos custos de serviços prestados e vendas são explicados principalmente pelo aumento:

(i) aumento de 1.349,6%, ou R\$43,6 milhões no custo com royalties. Este incremento deveu-se, principalmente aos royalties dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com royalties no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$48,3 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, os royalties relacionados a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 corresponderam a apenas 22 dias de operação, ou R\$2,4 milhões;

(ii) aumento de 42,9% ou R\$66,4 milhões, nos custos de operação e manutenção e com reparo de poços. Este incremento deveu-se, principalmente aos custos dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com custos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$119,6 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, os custos relacionados a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 corresponderam a apenas 22 dias de operação, ou R\$11,4 milhões. A variação dos custos dos 34 campos, portanto, foi de R\$108,2 milhões;

Adicionalmente, a Companhia apresentou custos operacionais menores em R\$15,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, compensando parte dos custos observados na Potiguar E&P no período. Essa redução de custos deveu-se a uma série de medidas adotadas pela Companhia para a redução de seus custos operacionais, notadamente em redução dos seus custos fixos e fechamento de poços com alto teor de BSW (razão água/óleo); e

(iii) aumento de 154,3%, ou R\$147,2 milhões, nos custos com depleção e depreciação. Este incremento deveu-se, principalmente aos custos com depleção e depreciação dos 34 campos cujas concessões foram adquiridas pela controlada Potiguar E&P, com depleção e depreciação no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de R\$138,1 milhões. Como a transação foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, a depleção e depreciação relacionados a esses campos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 corresponderam a apenas 22 dias de operação, ou R\$8,1 milhões. A variação dos custos com depleção e depreciação dos 34 campos, portanto, foi de R\$129,9 milhões.

Lucro Bruto

Como resultado dos itens discutidos acima, o lucro bruto totalizou R\$277,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, acréscimo de 220,3%, ou R\$190,7 milhões, em relação ao lucro bruto de R\$86,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. A margem sobre receita líquida passou de 25,5% no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para 35,2% em igual período de 2020.

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Receita Operacional Líquida	787.841	284,2%	131,8%	339.923	392,7%
Custos dos Serviços Prestados e dos Produtos Vendidos	(510.600)	-184,2%	101,5%	(253.367)	-292,7%
Lucro Bruto	277.241	100,0%	220,3%	86.556	100,0%
Magem Bruta	35,2%			25,5%	0%

Despesas Operacionais

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As despesas operacionais da Companhia aumentaram 74,0%, ou R\$19,3 milhões, no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, passando de R\$26,1 milhões no exercício findo em 2019 para R\$45,4 milhões no exercício de 2020, representando respectivamente 7,7% e 5,8% da receita líquida para estes mesmos períodos. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens de despesas operacionais no período:

Despesas operacionais (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Gerais e administrativas	(47.486)	104,5%	50,6%	(31.525)	120,7%
Outras receitas (despesas), líquidas	2.065	-4,5%	-61,9%	5.415	-20,7%
Total das despesas operacionais	(45.421)	100,0%	74,0%	(26.110)	100,0%

O aumento das despesas operacionais da Companhia é explicado principalmente:

(iii) Aumento de R\$16,0 milhões nas despesas gerais e administrativas, devido aos seguintes motivos:

- aumento das despesas gerais e administrativas da controlada Potiguar E&P, que entrou em operação em 10 de dezembro de 2019 e teve somente 22 dias de operação em 2019, no valor de R\$6,0 milhões. As despesas gerais e administrativas da controlada Potiguar E&P foram de R\$1,9 milhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, enquanto no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foram de R\$7,9 milhões;
- Provisões para contingências de processos trabalhistas e tributários no valor de R\$2,6 milhões. Para mais informações vide nota explicativa n° 13 das demonstrações financeiras;
- Provisão para honorários de êxito para assessores jurídicos relacionados a processos de natureza tributária não provisionados no valor de R\$3,3 milhões; e
- Aumento nas despesas gerais e administrativas da Companhia em R\$9,3 milhões, relacionados, principalmente, pelo pagamento baseado em ações para administradores e colaboradores estratégicos da Companhia, no montante de R\$7,5 milhões. Não houve pagamento baseado em ações no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Para mais informações vide nota explicativa n° 16 das demonstrações financeiras; e

Redução de R\$3,3 milhões nas outras receitas operacionais, que passaram de R\$5,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, para R\$2,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Essa variação foi causada, basicamente, por receita não recorrente, ocorrida em 2019, de R\$5,0 milhões, por prestação de serviços de sondas a terceiros. Em 2020, a Companhia não prestou serviços de sonda a terceiros.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro da Companhia diminuiu em 3.167,6%, ou R\$360,8 milhões, passando de uma receita líquida de R\$11,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, para uma despesa líquida de R\$349,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens do resultado financeiro da Companhia no período:

Resultado Financeiro (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Receitas financeiras	7.525	-2,2%	-64,6%	21.234	186,4%
Despesas financeiras	(356.982)	102,2%	3527,1%	(9.842)	-86,4%
	(349.457)	100,0%	-3167,6%	11.392	100,0%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As explicações para as variações são as seguintes:

- (i) Aumento de R\$347,1 milhões nas despesas financeiras, causado, sobretudo, pelo aumento nas despesas com juros com empréstimos, que passou de R\$6,1 milhões em 2019 para R\$72,9 milhões em 2020, uma vez que o empréstimo contraído pela controlada Potiguar E&P em 09 de dezembro de 2019 teve juros de apenas 22 dias no ano de 2019 e vigorou durante todo o ano de 2020. Ainda relacionado a esse empréstimo, houve R\$12,1 milhões de imposto de renda sobre remessa de pagamentos para o exterior e R\$16,8 milhões de amortização do custo de captação, contribuindo para o aumento das despesas financeiras no exercício de 2020; e
- (ii) Variação cambial do período representou uma flutuação negativa de R\$252,4 milhões causada, sobretudo, pelo saldo de empréstimo em dólar mantido pela controlada Potiguar E&P. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 a variação cambial foi positiva em R\$19,4 milhões, enquanto que no mesmo período de 2020 essa variação foi negativa em R\$233,1 milhões, por conta da apreciação do câmbio observada durante o ano de 2020.

Resultado Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social

Como resultado dos itens discutidos acima, o resultado antes do Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou um prejuízo de R\$117,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, redução de 263,8% em relação ao lucro de R\$71,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. A margem sobre receita líquida passou de 21,1% no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para uma margem negativa de 14,7% no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Imposto de Renda e Contribuição Social (Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2020	AV%	AH%	2019	AV%
Impostos correntes	(15.281)	-42,6%	5,2%	(14.519)	178,0%
Impostos Diferidos	51.159	142,6%	704,0%	6.363	-78,0%
Total	35.878	100,0%	-539,9%	(8.156)	100,0%

As principais variações no imposto de renda e contribuição social são verificadas na linha de impostos diferidos, cuja variação foi de R\$44,8 milhões, passando de R\$6,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para R\$51,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. O principal motivo para essa variação foi o reconhecimento de imposto diferido sobre o prejuízo fiscal da controlada Potiguar E&P no valor de R\$38,9 milhões.

Lucro Líquido (prejuízo) do Período

Em virtude do disposto acima, o lucro líquido (prejuízo) da Companhia diminuiu 228,4%, passando de um lucro de R\$63,7 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para um prejuízo de R\$81,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES NAS NOSSAS CONTAS PATRIMONIAIS EM 31 DE MARÇO DE 2022 E 31 DE DEZEMBRO DE 2021.

ATIVO	31/03/2022	31/12/2021
CIRCULANTE	<i>R\$ mil</i>	<i>R\$ mil</i>
Caixa e equivalentes de caixa	156.467	217.159
Aplicações financeiras	514.353	585.655
Contas a receber de clientes	452.538	169.847
Estoques	8.992	6.552
Impostos a recuperar	34.823	41.825
Outros ativos	14.597	11.769
Total dos ativos circulantes	1.181.770	1.032.807
NÃO CIRCULANTE		
Aplicações financeiras	74.829	69.989
Impostos a recuperar	13.374	13.374
Depósitos judiciais	2.839	2.445
Outros ativos	5.848	483
Tributos diferidos	290.662	222.941
Imobilizado e intangível	3.464.455	3.360.865
Direito de uso em arrendamento	14.031	12.489
Total dos ativos não circulantes	3.866.038	3.682.586
TOTAL DO ATIVO	5.047.808	4.715.393
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2022	31/12/2021
CIRCULANTE	<i>R\$ mil</i>	<i>R\$ mil</i>
Fornecedores	153.583	98.708
Salários e encargos sociais	41.875	30.563
Tributos a recolher	124.939	66.995
Empréstimos e financiamentos	251.762	281.762
Valores a pagar de arrendamentos	11.364	10.486
Instrumentos financeiros derivativos	405.828	231.125
Dividendos a pagar	40.566	40.566
Valores a pagar por aquisições	389.697	453.318
Provisão para abandono de poços	419	419
Outras contas a pagar	30.912	30.588
Total dos passivos circulantes	1.450.945	1.244.530
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	327.079	459.529
Valores a pagar de arrendamentos	3.266	2.421
Instrumentos financeiros derivativos	347.494	233.559
Tributos diferidos	52.992	5.672
Valores a pagar por aquisições	690.018	809.731
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	3.243	3.443
Provisão para abandono de poços	87.393	84.695
Total dos passivos não circulantes	1.511.485	1.599.050

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social	1.814.125	1.813.936
Ações em tesouraria	(2.266)	(2.292)
Reserva de capital	37.185	35.176
Reservas de lucros	297.202	297.202
Lucros acumulados	401.843	-
Ajustes de avaliação patrimonial	(497.192)	(306.690)
Transação de capital	34.481	<u>34.481</u>
Total do patrimônio líquido	2.085.378	1.871.813
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5.047.808	4.715.393

Ativo

Circulante

O ativo circulante da Companhia apresentou um aumento de 14,4% em 31 de março de 2022, se comparado a 31 de dezembro de 2021. Essas variações são explicadas pelos fatores apresentados a seguir nas contas do Ativo Circulante.

Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de março de 2022, os saldos de caixa e equivalentes de caixas totais eram de R\$156,5 milhões, representando uma redução de 27,9% em relação a 31 de dezembro de 2021, quando tais saldos eram de R\$217,2 milhões. A variação de 2022 é decorrente da combinação de uma geração de caixa operacional de R\$233,6 milhões, de um caixa aplicado em atividades de investimentos de R\$234,5 milhões, e de um caixa aplicado pelas atividades de financiamento de R\$61,1 milhões. As variações destes fluxos são explicadas na seção de variações no fluxo de caixa, mais abaixo.

Aplicações Financeiras

Em 31 de março de 2022, os saldos de aplicações financeiras eram de R\$514,3 milhões, representando uma redução de 12,2% com relação aos saldos de R\$585,7 milhões de 31 de dezembro de 2021, variação essa imaterial para maiores análises.

Contas a Receber de Clientes

Em 31 de março de 2022, as contas a receber eram de R\$452,5 milhões, representando um aumento de 166,4% em relação a 31 de dezembro de 2021. Esta variação acompanha o aumento do faturamento da Companhia no período. Os motivos que levaram ao aumento das receitas da Companhia já foram explanados acima, na análise das variações das contas de resultado.

Impostos a recuperar

Em 31 de março de 2022, os saldos de impostos a recuperar eram de R\$34,8 milhões, representando uma redução de 16,7% em relação a 31 de dezembro de 2021, com uma variação dentro do esperado no curso normal das operações da Companhia.

Ativo Não Circulante

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Em 31 de março de 2022, os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos eram de R\$290,6 milhões, representando um aumento de 30,4% com relação aos saldos de 31 de dezembro de 2021. O principal motivo dessa variação decorre do fato dos impostos diferidos sobre derivativos, uma vez que os saldos dos contratos de derivativos em aberto aumentaram no período, refeletendo a apreciação do preço do barril de petróleo do tipo Brent.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Imobilizado e intangível

Em 31 de março de 2022, o imobilizado e intangível da Companhia era de R\$3,4 bilhões, representando um aumento de 3,1% com relação aos saldos de 31 de dezembro de 2021. As tabelas e as notas abaixo apresentam uma abertura e explicação das variações dos principais itens que compõem esta conta:

Consolidado	Saldo em				Saldo em 31/03/2022
	31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	
Imobilizado					(v)
<u>Custo</u>					
Terrenos	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	15.349	4	(7)	-	15.346
Máquinas e equipamentos	44.800	6.986	(727)	25	51.084
Móveis e utensílios	19.743	1.284	(35)	1	20.993
Veículos	3.933	116	-	-	4.049
Computadores e periféricos	4.467	137	-	(1)	4.603
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	1.202.800	78.523	(109)	26.447	1.307.661
Direito de produção de petróleo e gás (ii)	2.899.035	-	-	-	2.899.035
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	129.533	101.238	(35.036)	(26.503)	169.232
Adiantamento para aquisição de ativos fixos	27.252	6.074	(10.687)	-	22.639
Bens imobilizados em andamento (iv)	13.913	19.077	-	31	33.021
Total	4.360.930	213.439	(46.601)	-	4.527.768
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>					
Imóveis e construções	(6.847)	(212)	-	-	(7.059)
Máquinas e equipamentos	(14.517)	(1.516)	802	-	(15.231)
Móveis e utensílios	(8.023)	(437)	35	-	(8.425)
Veículos	(1.957)	(67)	-	-	(2.024)
Computadores e periféricos	(5.168)	(140)	-	-	(5.308)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	(706.255)	(25.625)	-	-	(731.880)
Direito de produção de petróleo e gás -	(267.741)	(36.652)	-	-	(304.393)
Amortização					
Total	(1.010.508)	(64.649)	837	-	(1.074.320)
Intangível					
<u>Custo</u>					
Softwares	12.008	972	(172)	-	12.808
<u>Amortização</u>					
Softwares	(1.565)	(310)	74	-	(1.801)
Total do imobilizado e intangível	3.360.865	149.452	(45.862)	-	3.464.455

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- (i) O “investimento para incremento de produção” corresponde a motores, transformadores, equipamentos ou gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. Perfuração de poços refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços em campos que tiveram sua comercialidade provada. A depreciação destes bens e a depleção dos gastos são feitos utilizando-se o percentual de produção atual em relação à reserva provada desenvolvida em produção de cada campo. A avaliação da reserva total em 31 de dezembro de 2021 foi efetuada pelo perito independente Netherland Sewell & Associates, Inc.
- (ii) O “direito de produção de petróleo e gás” representa o custo de aquisição das concessões para a exploração dos campos de petróleo e gás natural.

PetroRecôncavo - Polo Remanso

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco” reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia.

O valor da aquisição 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 serão pagos em doze meses após o fechamento da transação e estão registrados no passivo circulante da Companhia (ver nota explicativa nº 10). A parcela residual a pagar foi registrada no ativo no montante R\$28.455. O valor total registrado no ativo referente a compra desse ativo foi de R\$100.509.

Recôncavo - Polo Remanso

Os blocos terrestres BT-REC-10 e BT-REC-14 foram adquiridos através da 4^a e 6^a rodadas de licitação da ANP - Agência de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. O valor do custo desse ativo é de R\$1.248.

Potiguar - Polo Potiguar

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. No fechamento da transação, o Grupo registrou o montante de R\$1.235.967 como ativo. No ano de 2021, o Grupo registrou o montante de R\$313.805 referente à parcela remanescente a pagar para a Petrobras, ver nota explicativa nº 10. O valor total do ativo registrado é de R\$1.549.772.

SPE Miranga - Polo Miranga

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (“onshore”) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia. A transação foi concluída em 6 de dezembro de 2021.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O valor registrado do ativo é de R\$1.247.506, sendo que: (i) R\$60.548 (US\$11,0 milhões) foram pagos no dia da assinatura; (ii) R\$247.919 (US\$44,0 milhões) foram pagos na data de fechamento da transação, 6 de dezembro de 2021; (iii) R\$939.039 se referem a parcelas a pagar conforme descrito na nota explicativa nº 10.

- (iii) Os motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção são registrados na conta “almoxarifado de inversões fixas”. A depreciação desses bens é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão, a partir do momento que eles são transferidos para a rubrica de “investimento para incremento de produção”.
- (iv) Os bens imobilizados em andamento representam itens de imobilizado que estão em processo de construção ou transporte e que ainda não estão prontos para utilização.
- (v) As baixas dos valores reconhecidos na linha de “almoxarifado para inversões fixas” representam, principalmente, motores, equipamentos de produção e materiais diversos que foram utilizados em atividades de reparo e manutenção e reconhecidos no custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos.

Passivo

Circulante

Em 31 de março de 2022, o passivo circulante era de R\$1,5bilhão, apresentando um aumento de 16,6% em relação a 31 de dezembro de 2021, em razão de:

- (i) aumento de 55,6% no saldo de fornecedores, devido, principalmente, à entrada de operação da controlada SPE Miranga e devido ao início das operações de escoamento, processamento e transporte de gás natural, que incrementou os custos e, consequentemente, os saldos a pagar;
- (ii) aumento de R\$37,0% no saldo de salários e encargos sociais, devido, principalmente, ao incremento do quadro de pessoal. Esses motivos estão detalhadamente demonstrados nas análises de variações de contas de resultado;
- (iii) aumento de 86,5% no saldo de tributos a recolher, devido, principalmente, ao aumento do faturamento e da Companhia no período. Os motivos que levaram ao aumento das receitas da Companhia já foram explanados acima, na análise das variações das contas de resultado;
- (iv) redução de 10,6% no saldo de empréstimos e financiamentos. A movimentação do saldo de empréstimos e financiamentos, circulante e não circulante, está demonstrada abaixo:

Movimentação dos empréstimos	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	741.291
Pagamentos de principal	(56.931)
Juros pagos	(12.194)
Juros provisionados	10.586
Amortização do custo de captação	2.449
Variação cambial	(106.360)
Saldo em 31 de março de 2022	578.841

- (v) aumento de 75,6% no saldo de instrumentos financeiros derivativos, refletindo o aumento nos preços do barril de petróleo do tipo Brent no período; e

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(vii) redução de 14% no saldo de valores a pagar por aquisições, referente aos saldos a pagar no prazo de até doze meses decorrentes das aquisições dos Polos Remanso, Miranga e Riacho da Forquilha, devido à variação cambial no período.

Não Circulante

Em 31 de março de 2022, o passivo não circulante era de R\$1,5 bilhão, apresentando uma redução de 5,5% em relação a 31 de dezembro de 2021, em decorrência, principalmente:

(i) Redução de 28,8% no saldo de empréstimos e financiamentos. A movimentação total dos empréstimos e financiamentos, incluindo o saldo demonstrado no passivo circulante, está demonstrada mais acima, nas explicações de variações do passivo circulante;

(ii) Aumento de 834,3% no saldo de tributos diferidos, devido a variação cambial não realizada no período;

(iii) aumento de 48,8% no saldo de instrumentos financeiros derivativos, refletindo o aumento nos preços do barril de petróleo do tipo Brent no período; e

(iv) redução de 14,8% no saldo de valores a pagar por aquisições, referente aos saldos a pagar decorrentes das aquisições dos Polos Remanso, Miranga e Riacho da Forquilha, devido à variação cambial no período.

Patrimônio Líquido

Em 31 de março de 2022, o patrimônio líquido da Companhia era de R\$2,1 bilhões, apresentando um crescimento de 11,4% em relação a 31 de dezembro de 2021 em decorrência do lucro líquido do período, de R\$401,8 milhões.

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES NAS NOSSAS CONTAS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020.

<u>ATIVO</u>	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	217.159	30.861
Aplicações financeiras	585.655	66.414
Contas a receber de clientes	169.847	108.733
Estoques	6.552	1.211
 Impostos a recuperar	41.825	22.433
Instrumentos financeiros derivativos	-	80.506
Outros ativos	<u>11.769</u>	<u>12.826</u>
Total dos ativos circulantes	<u>1.032.807</u>	<u>322.984</u>
 NÃO CIRCULANTE		
Aplicações financeiras	69.989	68.597
 Impostos a recuperar	13.374	562
Instrumentos financeiros derivativos	-	56.576
Depósitos judiciais	2.445	2.311

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Outros ativos	483	475
Imposto de renda e contribuição social diferidos	222.941	3.070
Imobilizado e Intangível	3.360.865	1.604.918
Direito de uso em arrendamento	<u>12.489</u>	<u>20.680</u>
Total dos ativos não circulantes	<u>3.682.586</u>	<u>1.757.189</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>4.715.393</u>	<u>2.080.173</u>
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
CIRCULANTE		
Fornecedores	98.708	80.089
Salários e encargos sociais	30.563	16.065
Tributos a recolher	66.995	22.762
Empréstimos e financiamentos	281.762	212.931
Valores a pagar de arrendamentos	10.486	15.241
Instrumentos financeiros derivativos	231.125	-
Dividendos a pagar	40.566	2
Valores a pagar por aquisições	453.318	-
Provisão para abandono de poços	419	6.301
Outras contas a pagar	<u>30.588</u>	<u>1.170</u>
Total dos passivos circulantes	<u>1.244.530</u>	<u>354.561</u>
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	459.529	681.109
Valores a pagar de arrendamentos	2.421	7.646
Instrumentos financeiros derivativos	233.559	17.886
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.672	-
Valores a pagar por aquisições	809.731	-
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	3.443	4.965
Provisão para abandono de poços	<u>84.695</u>	<u>33.810</u>
Total dos passivos não circulantes	<u>1.599.050</u>	<u>745.416</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	1.813.936	674.941
Ações em tesouraria	(2.292)	-
Reserva de capital	35.176	31.158
Reservas de lucros	297.202	160.945
Ajustes de avaliação patrimonial	(306.690)	78.671
Transação de capital	<u>34.481</u>	<u>34.481</u>
Total do patrimônio líquido	<u>1.871.813</u>	<u>980.196</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>4.715.393</u>	<u>2.080.173</u>

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Ativo

Circulante

O ativo circulante da Companhia apresentou um aumento de 219,8% em 31 de dezembro de 2021 se comparado a 31 de dezembro de 2020. Essas variações são explicadas pelos fatores apresentados a seguir nas contas do Ativo Circulante.

Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2021, os saldos de caixa e equivalentes de caixas totais eram de R\$217,2 milhões, representando um aumento de 603,8% em relação a 31 de dezembro de 2020, quando tais saldos eram de R\$30,9 milhões. A variação de 2021 é decorrente da combinação de uma geração de caixa operacional de R\$638,9 milhões, de um caixa aplicado em atividades de investimentos de R\$1.318,1 milhões, e de um caixa gerado pelas atividades de financiamento de R\$865,6 milhões. As variações destes fluxos são explicadas na seção de variações no fluxo de caixa, mais abaixo.

Aplicações Financeiras

Em 31 de dezembro de 2021, os saldos de aplicações financeiras eram de R\$585,7 milhões, representando um aumento de 781,8% com relação aos saldos de R\$66,4 milhões de 31 de dezembro de 2020. Tal aumento ocorre pelo fato de parte dos recursos obtidos com a abertura de capital da Companhia terem sido aplicados em fundos cambiais para reduzir sua exposição a passivos em dólar.

Contas a Receber de Clientes

Em 31 de dezembro de 2021, as contas a receber eram de R\$169,8 milhões, representando um aumento de R\$61,1 milhões ou 56,2% em relação a 31 de dezembro de 2020. Esta variação acompanha o aumento do faturamento da Companhia no mês de dezembro. Os motivos que levaram ao aumento das receitas da Companhia já foram explanados acima, na análise das variações das contas de resultado.

Impostos a recuperar

Em 31 de dezembro de 2021, os saldos de impostos a recuperar eram de R\$41,8 milhões, representando um aumento de 86,4%, ou de R\$19,4 milhões, em relação a 31 de dezembro de 2020. Em decorrência da decisão do Supremo Tribunal Federal (STF), publicada em 14 de maio de 2021, na qual restou definido, em repercussão geral, que o valor do ICMS a ser excluído da base de cálculo do PIS e da COFINS, a controlada Potiguar registrou crédito extemporâneo de PIS e de COFINS no montante de R\$ 2.353 e R\$ 10.838, respectivamente. Os créditos reconhecidos no ativo se referiam à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, cujos valores foram pagos indevidamente em competências compreendidas entre dezembro de 2019 e julho de 2021.

Ativo Não Circulante

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Em 31 de dezembro de 2021, os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos eram de R\$222,9 milhões, representando um aumento de R\$220,0 milhões com relação aos saldos de 31 de dezembro de 2020. O principal motivo dessa variação decorre do fato dos impostos diferidos sobre derivativos, que em 31 de dezembro de 2020 era passivo no montante de R\$40,5 milhões e em 31 de dezembro de 2021 era ativo no montante de R\$158,0 milhões, representando uma variação de R\$198,5 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Imobilizado e intangível

Em 31 de dezembro de 2021, o imobilizado da Companhia era de R\$3,4 bilhões, representando um aumento de R\$1,8 bilhão, ou 109,4%, com relação aos saldos de 31 de dezembro de 2020. As tabelas e as notas abaixo apresentam uma abertura e explicação das variações dos principais itens que compõem esta conta:

<u>Custo</u>	Saldo em				Saldo em 31/12/2021
	31/12/2020	Adições	Baixas (vii)	Transferências	
Terrenos	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	13.121	953	-	1.275	15.349
Máquinas e equipamentos	43.503	7.862	(11.089)	4.524	44.800
Móveis e utensílios	13.105	5.456	-	1.182	19.743
Veículos	3.536	680	(434)	151	3.933
Computadores e periféricos	3.060	2.020	-	(613)	4.467
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	974.300	199.121	(279)	29.658	1.202.800
Direito de produção de óleo e gás (ii)	1.237.215	1.580.644	-	81.176	2.899.035
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás (vi)	20.628	60.548	-	(81.176)	-
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	55.413	226.671	(122.879)	(29.672)	129.533
Adiantamento para aquisição de ativos fixos (v)	5.686	21.891	(325)	-	27.252
Bens imobilizados em andamento (iv)	6.982	24.640	(10.180)	(7.529)	13.913
Total	2.376.654	2.130.486	(145.186)	(1.024)	4.360.930

Depreciação, amortização e depleção

Imóveis e construções	(6.105)	(742)	-	-	(6.847)
Máquinas e equipamentos	(12.133)	(2.886)	502	-	(14.517)
Móveis e utensílios	(6.928)	(1.095)	-	-	(8.023)
Veículos	(1.970)	(270)	283	-	(1.957)
Computadores e periféricos	(4.164)	(1.004)	-	-	(5.168)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços		(92.993)	-		(706.255)
Direito de produção de óleo e gás	(613.262)			-	
	(135.181)	(132.560)	-	-	(267.741)

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	Saldo em			Saldo em	
	31/12/2020	Adições	Baixas (vii)	Transferências	31/12/2021
Total	(779.743)	(231.550)	785	-	(1.010.508)
Intangível					
Softwares	9.195	1.789	-	1.024	12.008
<u>Amortização</u>					
Softwares	(1.185)	(380)	-	-	(1.565)
Total	8.010	1.409	-	1.024	10.443
Impairment					
Perda estimada na recuperação de ativos	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-
Saldo líquido	1.604.921	1.900.345	(144.401)	-	3.360.865

- (i) O “investimento para incremento de produção” corresponde a motores, transformadores, equipamentos ou gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. Perfuração de poços refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços em campos que tiveram sua comercialidade provada. A depreciação destes bens e a depleção dos gastos são feitos utilizando-se o percentual de produção atual em relação à reserva provada desenvolvida em produção de cada campo. A avaliação da reserva total em 31 de dezembro de 2021 foi efetuada pelo perito independente *Netherland Sewell & Associates, Inc*
- (ii) O “direito de produção de óleo e gás” representa o custo de aquisição das concessões para a exploração dos campos de petróleo e gás natural.

a) PetroRecôncavo – Polo Remanso

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco” reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia.

O valor da aquisição 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 serão pagos em doze meses após o fechamento da transação e estão registrados no passivo circulante da Companhia (ver nota explicativa nº 12). A parcela residual a pagar foi registrada no ativo no montante R\$ 28.455. O valor total registrado no ativo referente a compra desse ativo foi de R\$ 100.509.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

b) Recôncavo – Polo Remanso

Os blocos terrestres BT-REC-10 e BT-REC-14 foram adquiridos através da 4^a, 6^a e 9^a rodada de licitação da ANP - Agência de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. O valor do custo desse ativo é de R\$ 1.248.

c) Potiguar – Polo Potiguar

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. No fechamento da transação, o Grupo registrou o montante de R\$ 1.235.967 como ativo realizável a longo prazo. No ano de 2021, o Grupo registrou o montante de R\$ 313.805 referente à parcela remanescente a pagar para a Petrobras, ver nota explicativa nº 12. O valor total do ativo registrado é de R\$ 1.549.772.

d) SPE Miranga – Polo Miranga

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (*onshore*) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia. A transação foi concluída em 6 de dezembro de 2021.

O valor registrado do ativo é de R\$ 1.247.506, sendo que: (i) R\$ 60.548 (US\$11,0 milhões) foram pagos no dia da assinatura; (ii) R\$ 247.919 (US\$44,0 milhões) foram pagos na data de fechamento da transação, 6 de dezembro de 2021; (iii) R\$ 939.039 se referem a parcelas a pagar conforme descrito na nota explicativa nº 12.

- (iii) Os motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção são registrados na conta “almoxarifado de inversões fixas”. A depreciação desses bens é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão, a partir do momento que eles são transferidos para a rubrica de “investimento para incremento de produção”.
- (iv) Os bens imobilizados em andamento representam itens de imobilizado que estão em processo de construção ou transporte e que ainda não estão prontos para utilização.
- (v) As baixas dos valores reconhecidos na linha de “almoxarifado para inversões fixas” representam, principalmente, motores, equipamentos de produção e materiais diversos que foram utilizados em atividades de reparo e manutenção e reconhecidos no custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos.

Passivo

Circulante

Em 31 de dezembro de 2021, o passivo circulante era de R\$1,2 bilhão, apresentando um aumento de R\$890 milhões, ou 251,0% em relação a 31 de dezembro de 2020, em razão de:

- (i) aumento de R\$18,6 milhões no saldo de fornecedores, devido, principalmente, à entrada de operação da controlada SPE Miranga, cujo saldo de fornecedores era de R\$17,1 milhões em 31 de dezembro de 2021;
- (ii) aumento de R\$14,5 milhões no saldo de salários e encargos sociais, devido, principalmente, ao incremento do quadro de pessoal e do reajuste salarial em 9,68%, conforme acordo coletivo. Esses motivos estão detalhadamente demonstrados nas análises de variações de contas de resultado;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(iii) aumento de R\$44,2 milhões no saldo de tributos a recolher, devido, principalmente, ao aumento do faturamento o da Companhia no mês de dezembro. Os motivos que levaram ao aumento das receitas da Companhia já foram explanados acima, na análise das variações das contas de resultado;

(iv) aumento de R\$68,8 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos, devido, principalmente, à variação cambial do período;

(v) aumento de R\$231,1 milhões no saldo de instrumentos financeiros derivativos, devido ao fato de a Companhia apresentar posição passiva na marcação a mercado dos contratos de derivativos abertos em 31 de dezembro de 2021. Em 31 de dezembro de 2020, esse saldo era positivo;

(vi) aumento de R\$40,6 milhões no saldo de dividendos a pagar, pelos dividendos mínimos obrigatórios para o exercício de 2021; e

(vii) aumento de R\$453,3 milhões no saldo de valores a pagar por aquisições, referente aos saldos a pagar no prazo de até doze meses decorrentes das aquisições dos Polos Remanso, Miranga e Riacho da Forquilha.

Não Circulante

Em 31 de dezembro de 2021, o passivo não circulante era de R\$1,6 bilhão, apresentando um aumento de 114,5% em relação a 31 de dezembro de 2020, em decorrência, principalmente:

(i) Redução de R\$221,6 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos. A movimentação total dos empréstimos e financiamentos, incluindo o saldo demonstrado no passivo circulante, está demonstrada abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>894.040</u>
Adições	60.479
Pagamentos de principal	(283.210)
Juros pagos	(58.399)
Juros provisionados	55.574
Amortização do custo de aquisição	12.991
Variação cambial	59.816
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>741.291</u>

(i) aumento de R\$215,7 milhões no saldo de instrumentos financeiros derivativos, devido ao fato de a Companhia apresentar posição passiva na marcação a mercado dos contratos de derivativos abertos em 31 de dezembro de 2021. Em 31 de dezembro de 2020, esse saldo líquido era positivo; e

(ii) aumento de R\$809,7 milhões no saldo de valores a pagar por aquisições, referente aos saldos a pagar no prazo superior a até doze meses decorrentes das aquisições dos Polos Remanso, Miranga e Riacho da Forquilha.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2021 o patrimônio líquido da Companhia era de R\$1,9 bilhão, apresentando um crescimento de 91,0% em relação a 31 de dezembro de 2020 (R\$980,2 milhões) em decorrência de:

- (i) Aumento de Capital Social em R\$1,1 bilhão milhões, decorrente, principalmente, do IPO realizado pela Companhia em 2021;
- (ii) Redução de R\$385,4 milhões no saldo Ajustes de Avaliação Patrimonial, devido às variações nos saldos de instrumentos financeiros derivativos no exercício;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- (iii) Lucro de R\$176,9 milhões do exercício findo em 31 de dezembro de 2021; e
- (iv) Constituição de dividendos mínimos obrigatórios para o exercício de 2021 de R\$40,6 milhões.

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES NAS NOSSAS CONTAS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019.

ATIVO	31/12/2020	31/12/2019
R\$ mil CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	30.861	56.265
Aplicação financeira	66.414	45
Contas a receber de clientes	108.733	78.610
Estoques	1.211	480
Impostos a recuperar	22.433	14.775
Instrumentos financeiros derivativos	80.506	693
Outros ativos	12.826	1.467
Total dos ativos circulantes	322.984	152.335
NÃO CIRCULANTE		
Aplicações financeiras	68.597	10.137
Impostos a recuperar	562	422
Instrumentos financeiros derivativos	56.576	1.288
Depósitos judiciais	2.311	2.126
Outros ativos	475	383
Imposto de renda e contribuição social diferidos ativo	3.070	-
Imobilizado e intangível	1.604.918	1.669.633
Direito de uso em arrendamento	20.680	27.596
Total dos ativos não circulantes	1.757.189	1.711.585
TOTAL DO ATIVO	2.080.173	1.863.920
 PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	 31/12/2020	 31/12/2019
CIRCULANTE		
Fornecedores	80.089	42.515
Salários e encargos sociais	16.065	13.839
Tributos a recolher	22.762	16.641
Empréstimos e financiamentos	212.931	35.320
Valores a pagar de arrendamentos	15.241	15.061
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.042
Dividendos a pagar	2	12.896
Provisão para abandono de poços	6.301	4.489
Outras contas a pagar	1.170	390
Total dos passivos circulantes	354.561	142.193

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

NÃO CIRCULANTE

Empréstimos e financiamentos	681.109	708.699
Valores a pagar de arrendamentos	7.646	11.067
Instrumentos financeiros derivativos	17.886	6.079
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	5.815
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	4.965	2.777
Provisão para abandono de poços	33.810	25.493
Total dos passivos não circulantes	745.416	759.930

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social	674.941	669.295
Reserva de capital	31.158	31.158
Reservas de lucros	160.945	229.950
Ajustes de avaliação patrimonial	78.671	(3.391)
Transação de capital	34.481	34.481
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	304
Total do patrimônio líquido	980.196	961.797
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.080.173	1.863.920

Ativo

Circulante

O ativo circulante da Companhia apresentou um aumento de 112,0% em 31 de dezembro de 2020 se comparado a 31 de dezembro de 2019. Essas variações são explicadas pelos fatores apresentados a seguir nas contas do Ativo Circulante.

Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos de caixa e equivalentes de caixas totais eram de R\$30,9 milhões, representando uma redução de 45,2% em relação a 31 de dezembro de 2019. A variação de 2020 é, principalmente, decorrente da combinação de um fluxo de caixa operacional de R\$456,1 milhões, um fluxo dos investimentos de R\$352,4 milhões e um fluxo de financiamentos de R\$129,1 milhões. As variações destes fluxos são explicadas na seção de variações no fluxo de caixa, mais abaixo.

Contas a Receber de Clientes

Em 31 de dezembro de 2020, as contas a receber eram de R\$108,7 milhões, representando um aumento de R\$30,1 milhões ou 38,3% em relação a 31 de dezembro de 2019. Esta variação é, principalmente, oriunda do saldo de contas a receber da controlada Potiguar E&P em 31 de dezembro de 2020, que era de R\$55,7 milhões, contra R\$34,8 milhões em 31 de dezembro de 2019. O principal motivo dessa variação deve-se ao fato de a Potiguar E&P ter operado por apenas 22 dias no mês de dezembro de 2019, já que as suas operações se iniciaram no dia 10 de dezembro de 2019, enquanto no mês de dezembro de 2020 a controlada operou – e produziu – por 31 dias.

Impostos a recuperar

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos de impostos a recuperar eram de R\$22,4 (1,1% dos ativos totais), representando um aumento de 51,8%, ou R\$7,6 milhões, em relação a 31 de dezembro de 2019, devido, principalmente, ao saldo de impostos a recuperar da controlada Potiguar E&P, que era de R\$0,8 milhão em 31 de dezembro 2019 e de R\$8,5 milhões em 31 de dezembro de 2020.

Instrumentos Financeiros Derivativos

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos de instrumentos financeiros derivativos ativos perfaziam um valor total de R\$137,1 milhões no ativo da Companhia (6,6% dos ativos totais), sendo R\$80,5 milhões no ativo circulante e R\$56,6 milhões no ativo não circulante. O saldo de instrumentos financeiros

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

derivativos no passivo não circulante era de R\$17,9 milhões, perfazendo um saldo líquido de R\$119,2 milhões. Em 31 de dezembro de 2019 o saldo no ativo era de R\$2,0 milhões, sendo R\$0,7 milhão no ativo circulante e R\$1,3 milhão no ativo circulante, e o saldo no passivo era de R\$7,1 milhões, sendo R\$1,0 milhão no passivo circulante e R\$6,1 milhões no passivo não circulante perfazendo um saldo passivo líquido de R\$5,1 milhões. Essa variação é explicada pela desvalorização da curva futura dos preços de petróleo tipo Brent na data-base de 31 de dezembro de 2020, quando comparada à curva observada em 31 de dezembro de 2019.

Ativo Não Circulante

Imobilizado e intangível

Além dos itens descritos abaixo registrados em seu imobilizado, conforme previsão contratual, a Companhia utilizava em sua operação os equipamentos pertencentes à Petrobras, mantidos nos campos da Bacia do Recôncavo Baiano. Tais bens não estão registrados nos demonstrativos contábeis da Companhia bem como os correspondentes encargos de depreciação.

Em 31 de dezembro de 2019, o imobilizado e intangível era de R\$1.669,6 milhões e em 31 de dezembro de 2020, o imobilizado era de R\$1.604,9 milhões, representando uma redução de 3,9% no período. As tabelas e as notas abaixo apresentam uma abertura e explicação das variações dos principais itens que compõem esta conta:

R\$ mil	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2020
Custo				(a)	
Terrenos	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	12.808	315	(2)	-	13.121
Máquinas e equipamentos	49.135	22.982	(27.822)	(792)	43.503
Móveis e utensílios	11.042	2.098	(100)	65	13.105
Veículos	3.274	262	-	-	3.536
Computadores e periféricos	2.218	720	(4)	126	3.060
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	882.562	72.843	(4.012)	22.907	974.300
Direito de produção de óleo e gás (ii)	1.237.215	-	-	-	1.237.215
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás (vi)	-	20.628	-	-	20.628
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	45.320	92.229	(68.531)	(13.605)	55.413
Adiantamento para aquisição de ativos fixos (v)	749	13.646	(979)	(7.730)	5.686
Bens imobilizados em andamento (iv)	1.705	6.897	(29)	(1.591)	6.982
Total	2.246.133	232.620	(101.479)	(620)	2.376.654
Depreciação					
Imóveis e construções - Depreciação	(5.400)	(705)	-	-	(6.105)
Máquinas e equipamentos - Depreciação	(29.089)	(2.486)	19.442	-	(12.133)
Móveis e utensílios - Depreciação	(6.125)	(803)	-	-	(6.928)
Veículos - Depreciação	(1.677)	(293)	-	-	(1.970)
Computadores e periféricos - Depreciação	(3.351)	(816)	3	-	(4.164)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (amortização)	(526.470)	(86.782)	-	(10)	(613.262)
Direito de produção de óleo e gás - Amortização	(9.202)	(126.485)	-	506	(135.181)
Total	(581.314)	(218.370)	19.446	496	(779.743)
Intangível					
Software Amortização	7.450	2.091	(346)	-	9.195
Software Impairment	(944)	(241)	-	-	(1.185)
Perda estimada na recuperação de ativos	(1.691)	-	1.691	-	-
Saldo líquido	1.669.634	16.100	(80.688)	(124)	1.604.922

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O “investimento para incremento de produção” corresponde a motores, transformadores, equipamentos ou gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. “Perfuração de poços” refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços em campos que tiveram sua comercialidade provada. A depreciação destes bens e a depleção dos gastos são feitos utilizando-se o percentual de produção atual em relação à reserva provada desenvolvida de cada campo, limitado à data de vencimento dos contratos de concessão de cada campo (a maioria vence em 2025). A avaliação da reserva total em 31 de dezembro de 2020 foi efetuada através da movimentação do saldo de reservas apresentado em 31 de dezembro de 2019, apurado pelo perito independente Netherland, Sewell & Associates, Inc., reduzido da produção do período.

O “direito de produção de óleo e gás” representa o custo de concessão para a exploração dos blocos terrestres BT-REC-10 e BT-REC-14 adquiridos através da 4^a, 6^a e 9^a rodada de licitação da ANP - Agência de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. A amortização deste custo é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva provada total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão. As adições a essa rubrica no exercício representam o custo de aquisição dos campos terrestres junto à Petrobras.

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar E&P assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores. O valor de aquisição ajustado foi de US\$351.453, tendo sido abatidos do preço de aquisição a geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço a partir de 1º de janeiro de 2019 (Data Efetiva) da transação. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Potiguar E&P pagou o equivalente a US\$295.221 (R\$1.235.568), correspondente a 84% do valor de aquisição ajustado. A tabela abaixo demonstra a conciliação do valor de R\$ 1.235.568 mil pago a Petrobras no fechamento da transação, em 09 de dezembro de 2019:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Itens de ajuste (01/01/2019 a 09/12/2019) conforme contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final Dólares mil	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 4,2136 para os valores apurados em dólares) Em milhares de reais (R\$)
(+) Valor total da aquisição	384.200	1.618.865
(-) Valor do adiantamento	(28.815)	(121.415)
(+) Juros de Libor	18.579	78.284
(-) Receita gerada (*)	(109.655)	(462.043)
(+) Royalties (*)	11.837	49.876
(+) Licenciamento Ambiental (*)	2.772	11.682
(+) Custos/Despesas Operacionais (*)	25.016	105.406
(+) Impostos sobre o ativo (*)	16.932	71.343
(+) Investimentos no ativo (*)	784	3.308
(+) Estoque inicial de petróleo (*)	988	4.161
(=) Closing Adjustment	322.638	1.359.468
 Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (Signing)	28.815	113.041
Valor total da aquisição ajustado	351.453	1.472.509
 Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (Signing)	28.815	113.041
Montante pago à Petrobras em 09/12/2019 (Closing)	266.406	1.122.527
Montante total pago à Petrobras até 09/12/2019 (84% Closing)	295.221	1.235.568

(*) Os valores apresentados nessa coluna foram parte integrante do contrato de compra e venda, e demonstrados assim pela vendedora, Petrobras, como o "ajuste" de preço de compra do grupo de ativos do Polo Riacho da Forquilha. Os valores são ajustados de acordo com o CDI a partir da data que foram gerados até 09 de dezembro de 2019.

A Controlada deve pagar à Petrobras um saldo remanescente correspondente a 16% do valor de aquisição ajustado, ou, aproximadamente, US\$56.000 mil, condicionado à extensão das concessões de onze dos 34 campos adquiridos, conforme demonstrado abaixo:

Campo	Percentual
Baixa do Algodão	0,2%
Boa Esperança	0,5%
Brejinho	1,5%
Cachoeirinha	1,0%
Fazenda Curral	0,2%
Fazenda Malaquias	1,0%
Leste de Poço Xavier	0,3%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Campo	Percentual
Livramento	1,8%
Lorena	2,8%
Pajeú	0,2%
Riacho da Forquilha	6,5%
Total	16,0%

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

Caso aprovada, a extensão das concessões deve adicionar novos volumes de reservas provadas, com potenciais impactos nas estimativas de cálculo da depleção e provisão para abandono de poços. Até a data de emissão das demonstrações financeiras, a ANP não deliberou sobre a aprovação dos Planos de Desenvolvimento submetidos. Nenhuma obrigação e nenhum efeito decorrente do aumento das reservas provadas foram reconhecidos nas demonstrações financeiras na data-base de 31 de dezembro de 2020.

Os motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção são registrados na conta “almoxarifado de inversões fixas”. A depreciação desses bens é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão, a partir do momento que os mesmos são transferidos para a rubrica de “investimento para incremento de produção”. A baixa desses itens se refere a aplicação de equipamentos na produção.

Os bens imobilizados em andamento representam itens de imobilizado que estão em processo de construção ou transporte e que ainda não estão prontos para utilização.

O adiantamento para aquisição de ativos fixos refere-se a valores que foram adiantados a fornecedores de materiais e equipamentos de produção que serão utilizados para incremento da produção.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco” reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde julho de 2020 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição estava sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Com o fechamento da transação o “contrato de produção com cláusula de risco” foi encerrado.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Passivo

Circulante

Em 31 de dezembro de 2020, houve um aumento de 149,4% ou R\$212,4 milhões no passivo circulante, passando de R\$142,2 milhões em 31 de dezembro de 2019 para R\$354,6 milhões, em 31 de dezembro de 2020, em decorrência dos seguintes fatores:

- (i) aumento de R\$37,6 milhões, na conta de fornecedores, devido principalmente ao incremento de R\$33,0 milhões no saldo de fornecedores da controlada Potiguar E&P, que saiu de R\$19,4 milhões em 31 de dezembro de 2019 para R\$52,4 milhões em 31 de dezembro de 2020. Esse aumento reflete o aumento de atividades da controlada, que em 31 de dezembro de 2019 tinha apenas 22 dias de operação;
- (ii) aumento de R\$177,6 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos devido ao vencimento das parcelas do financiamento da controlada Potiguar E&P que vencem nos próximos doze meses, além do aumento do próprio saldo em reais do financiamento decorrente da apreciação da taxa de câmbio no exercício findo em 31 de dezembro de 2020; e
- (iii) redução de R\$12,9 milhões no saldo de dividendos a pagar, devido ao cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2019, por conta de cláusulas restritivas do contrato de financiamento da controlada Potiguar E&P. Para mais informações, vide nota explicativa nº 10 das demonstrações financeiras.

Não Circulante

Em 31 de dezembro de 2020, o passivo não circulante era de R\$745,4 milhões, apresentando uma redução de 1,9%, ou R\$14,5, em relação a 31 de dezembro de 2019, em decorrência, principalmente, de:

- (i) redução de R\$27,6 milhões no saldo de empréstimos e financiamentos devido ao fim da taxa de carência e início da amortização do saldo no exercício findo em 31 de dezembro de 2020. A amortização iniciou em julho de 2020 e ocorre trimestralmente; e
- (ii) aumento de R\$8,3 milhões no saldo de provisão para abandono de poços, devido à redução em um ano para o final das concessões detidas pela Companhia.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2020 o patrimônio líquido da Companhia era de R\$980,2 milhões, apresentando um crescimento de 1,9% em relação a 31 de dezembro de 2019 (R\$961,8 milhões) em decorrência de:

Aumento de Capital Social em R\$5,6 milhões, decorrente, principalmente, de planos de pagamentos baseado em ações ocorridos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020;

Aumento de R\$82,1 milhões no saldo Ajustes de Avaliação Patrimonial, devido às variações nos saldos de instrumentos financeiros derivativos no exercício;

Prejuízo de R\$81,8 milhões do exercício findo em 31 de dezembro de 2020; e

Cancelamento de dividendos a pagar no montante de R\$12,9 milhões, uma vez que o contrato de financiamento obtido com o intuito de financiar parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, proíbe o pagamento de dividendos pela Companhia e suas controladas oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2020.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES NO FLUXO DE CAIXA EM 31 DE MARÇO DE 2022 E DE 2021.

	31/03/2022	31/03/2021
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	233.574	137.658
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(234.502)	(123.780)
Caixa recebido (aplicado) nas atividades de financiamento	(61.149)	(694)
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	1.385	-
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(60.692)	13.184
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	217.159	30.861
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	156.467	44.045
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(60.692)	13.184

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades Operacionais

O fluxo de caixa líquido resultante das atividades operacionais foi de R\$233,6 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2022, apresentando um incremento de 69,7% quando comparado a igual período de 2020, gerado por um aumento do lucro líquido de R\$414,7 milhões em 2022, parcialmente compensando por um aumento de R\$282,7 milhões no saldo de contas a receber, ainda não convertido em caixa.

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades de Investimento

O fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento foi de R\$234,5 milhões no período findo em 31 de março de 2022, apresentando um incremento de 89,5% quando comparado ao mesmo período de 2021. O incremento deveu-se, principalmente, aos investimentos realizados no período para o incremento da produção nos campos operados pela Companhia e suas controladas, que passou de R\$126,0 milhões no primeiro trimestre de 2021 para R\$214,4 milhões em igual período de 2022.

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades de Financiamento

O fluxo de caixa líquido aplicado atividades de financiamento foi de R\$61,1 milhões no período findo em 31 de março de 2022, representando um aumento de 8,711,1% comparado a igual período de 2021. Essa variação deveu-se, principalmente, aos seguintes fatos:

- (i) Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquidos de captação, no montante de R\$56,9 milhões no primeiro trimestre de 2022. Em igual período de 2021, houve uma captação líquida de R\$4,9 milhões e no mesmo período de 2021, respectivamente; e
- (ii) Amortização de R\$4,4 milhões do principal de arrendamentos mercantis no primeiro trimestre de 2022.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES NO FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021, 2020 E 2019.

	<i>R\$ mil</i>	<u>Consolidado</u>		
		<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
CAIXA GERADO NAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		<u>638.899</u>	<u>456.099</u>	<u>139.550</u>
CAIXA APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		<u>(1.318.153)</u>	<u>(352.384)</u>	<u>(1.341.154)</u>
CAIXA GERADO PELAS (APLICADO NAS) ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		<u>865.552</u>	<u>(129.119)</u>	<u>1.237.842</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>186.298</u>	<u>(25.404)</u>	<u>36.238</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		30.861	56.265	20.027
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		217.159	30.861	56.265
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>186.298</u>	<u>(25.404)</u>	<u>36.238</u>

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades Operacionais

O fluxo de caixa líquido resultante das atividades operacionais foi de R\$638,9 milhões em 2021, apresentando um incremento de 40,1% quando comparado aos R\$456,1 milhões em igual período de 2020, representando um aumento de R\$182,8 milhões. O principal motivo para o aumento do caixa gerado pelas atividades operacionais foi o aumento do lucro líquido do ano de 2021, que foi de R\$258,7 milhões.

O fluxo de caixa líquido resultante das atividades operacionais foi de R\$456,1 milhões em 2020, apresentando um incremento de 226,8% quando comparado aos R\$139,5 milhões em igual período de 2019, apesar de uma redução no nosso lucro líquido de R\$ 63,7 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para um prejuízo líquido de R\$81,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, devido, principalmente à combinação de: efeitos que não afetam o caixa, a saber: (i) aumento de R\$320,7 milhões dos juros e variações cambiais não realizadas; (ii) aumento de R\$147,1 milhões na depreciação, depleção, amortização e depreciação de direito de uso no exercício social findo em 2020; (iii) aumento de R\$15,5 milhões na amortização do custo de aquisição dos empréstimos; e (iv) aumento de R\$73,2 milhões nas baixas ao imobilizado e arrendamentos mercantis. Esses efeitos são compensados por (i) uma redução de R\$189,5 milhões no resultado antes dos impostos do período, e (ii) uma variação de R\$67,4 milhões na linha de juros pagos, com R\$67,9 milhões pagos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 e R\$0,5 milhão pagos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades de Investimento

O fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento foi de R\$1,3 bilhão em 2021, apresentando um incremento de 274,1% quando comparado aos R\$352,4 milhões em 2020. O incremento deveu-se, principalmente, ao fechamento das aquisições dos Polos Remanso e Miranga e pagamento das parcelas devidas no momento do fechamento dessas transações.

O fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento foi de R\$352,4 milhões em 2020, apresentando uma redução de 73,7% quando comparado aos R\$1.341,1 milhões em 2019. A redução deveu-se principalmente à aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, cujo montante pago em 2019 foi de R\$1.235,6 milhões, sem efeito correspondente em 2020. No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, o fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimento foi utilizado por aplicações financeiras líquidas no montante de R\$124,8 milhões comparado a R\$6,9 milhões em 2019 e adições ao imobilizado e ao intangível de R\$227,6 milhões comparado a R\$1,3 bilhão em 2019, demonstradas na análise de variações de saldos do ativo imobilizado e intangível do balanço patrimonial.

Fluxo de Caixa Líquido das Atividades de Financiamento

O fluxo de caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento foi de R\$865,6 milhões em 2021, comparado com um fluxo negativo de R\$129,1 milhões em 2020. Essa variação deveu-se, principalmente, aos seguintes fatos:

- (i) Aumento de capital social, líquido do custo para emissão de ações, no montante de R\$1,1 bilhão, por conta da abertura de capital da Companhia;
- (ii) Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquidos de captação, no montante de R\$222,7 milhões em 2021, comparado com um valor de R\$104,6 milhões no ano anterior; e
- (iii) Amortização de R\$20,9 milhões do principal de arrendamentos mercantis em 2021, comparado com um valor de R\$24,4 milhões no ano anterior.

O fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$129,1 milhões em 2020, comparado com um fluxo positivo de R\$1.237,8 milhões em 2019. Essa variação deveu-se, principalmente, aos seguintes fatos:

- (i) Pagamento de empréstimos no montante de R\$104,6 milhões em 2020 comparado a uma captação líquida de amortizações e custos de captação de R\$752,9 milhões em 2019;
- (ii) Amortização de R\$24,4 milhões do principal de arrendamentos mercantis em 2020 comparado a R\$7,7 milhões em 2019; e
- (iii) Adicionalmente, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, os acionistas da Companhia aportaram R\$492,4 milhões a título de aumento de capital social. Não houve novos aportes no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 – Resultado operacional e financeiro

a) resultados das operações da Companhia, em especial:

i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

As receitas da Companhia advêm basicamente da prestação de serviços de produção e da comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e dividem-se em dois subsegmentos: (i) prestação dos serviços descritos no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, que englobam 12 campos na Bacia do Recôncavo; e (ii) venda de petróleo bruto e gás natural produzidos nos campos detidos integralmente pela Companhia ou em consórcios.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “Contrato de Produção” supracitado. O fechamento dessa aquisição ocorreu em 22 de dezembro de 2021. Com isso, o “contrato de produção com cláusula de risco” foi encerrado.

ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia podem ser assim resumidos: produção e comercialização de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e dividem-se em dois subsegmentos: (i) prestação dos serviços descritos no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, que englobam 12 campos na Bacia do Recôncavo; e (ii) venda de petróleo bruto e gás natural produzidos nos campos detidos integralmente pela Companhia ou em consórcios.

A produção do campo pode ser influenciada por fatores como (i) declínio natural anual da produção em função do consumo das reservas do campo, (ii) variações na demanda por óleo e gás do mercado e (iii) quedas de produção provenientes de problemas operacionais. No entanto, não foi observada redução no volume de venda motivada por menor demanda nos exercícios de 2019, 2020 e 2021. Há um aumento do volume vendido no ano de 2020, em decorrência do início das operações do Polo Riacho da Forquilha, cuja aquisição foi concluída em 9 de dezembro de 2019. O aumento do volume vendido no ano de 2021 decorre dos investimentos para incremento de produção realizados durante o exercício.

Variações cambiais também têm impacto direto na receita da Companhia. Por ter os preços de venda para petróleo e gás cotados em dólar, o câmbio também é um parâmetro que tem impacto relevante na receita da Companhia. A variação da cotação do brent também é um fator relevante na mensuração da receita.

A tabela abaixo demonstra as médias dos preços do brent e das taxas de câmbio nos últimos três exercícios e no período findo em 31 de março de 2022:

	31/03/22	2021	2020	2019
Brent (US\$/bbl)	101,40	70,43	41,96	64,09
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	5,23	5,39	5,16	3,96

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

Variações de preços: Conforme explicado em item anterior, a receita da Companhia é proveniente da venda de petróleo e gás. A receita de petróleo representa atualmente 97% da receita da Companhia no ano 2021. No período findo em 31 de março de 2022, o percentual da receita de óleo foi de 62%, sendo o restante proveniente de vendas de gás natural e seus subprodutos. O petróleo é vendido com um desconto pré-determinado tendo a curva de petróleo tipo brent da S&P Platts como referência, ou seja, qualquer variação de preço tem impacto direto na receita ligada à venda

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

de petróleo. Com relação à venda de gás natural, a Companhia efetua vendas do gás seco para distribuidoras autorizadas de gás natural nos estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Paraíba. Os subprodutos são vendidos para a Petrobras e companhias distribuidoras de gás residencial e GLP.

Volume de venda: O volume de venda pode ser significativamente impactado pela demanda de óleo e gás. Contrações econômicas podem reduzir a demanda e assim reduzir as vendas da companhia. No entanto, não foi observada redução no volume de venda motivada por menor demanda nos exercícios de 2019, 2020 e 2021. Há um aumento do volume vendido no ano de 2020, em decorrência do início das operações do Polo Riacho da Forquilha, cuja aquisição foi concluída em 9 de dezembro de 2019. O aumento do volume vendido no ano de 2021 decorre dos investimentos para incremento de produção realizados durante o exercício. O volume de venda no primeiro trimestre de 2022 foi impactado positivamente pelo início das operações da SPE Miranga.

Taxa de câmbio: a taxa de câmbio tem impacto direto na receita da companhia, pois ambos, óleo e gás geradores da receita de vendas são indexados em dólar. A moeda sofreu variações nos períodos de 2019, 2020, 2021 e 31 de março de 2022 e consequentemente teve impacto direto na receita da companhia.

As tabelas abaixo demonstram as médias dos preços do brent e das taxas de câmbio nos últimos três exercícios e no período findo em 31 de março de 2022:

	31/03/22	2021	2020	2019
Brent (US\$/bbl)	101,40	70,43	41,96	64,09
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	5,23	5,39	5,16	3,96

Durante o ano de 2021, como forma de se proteger das volatilidades do mercado de petróleo, a Companhia realizou diversos contratos de “hedge”, tendo protegido, durante esse período, um volume de quase 2.051 mil barris (62% da produção líquida de petróleo do ano) (2020, 1.839 mil barris, 62% da produção líquida de petróleo do ano) a um preço médio de US\$58,60/bbl (2020, U\$63,29/bbl).

Durante o período findo em 31 de março de 2022, como forma de se proteger das volatilidades do mercado de petróleo, a Companhia mantém diversos contratos de “hedge”, tendo protegido um volume maior que 510 mil barris (52% da produção líquida de petróleo do ano) em 31 de março de 2022 (2021, 512 mil barris, 70% da produção líquida de petróleo do ano) a um preço médio de US\$56,61/bbl em 31 de março de 2022 (2021, U\$59,29/bbl).

c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia

Impactos da taxa de juros

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação do CDI.

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

Inflação: a companhia tem exposição a inflação que impacta os resultados operacionais principalmente em custos dos serviços prestados e produtos vendidos. despesas gerais e administrativas, envolvendo itens de (i) aluguel de imóveis, (ii) folha de pagamento de funcionários e (iii) contratação de serviços terceirizados. Adicionalmente, o custo de produção também pode sofrer variações em função de reajustes aplicados por fornecedores.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3 – Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

a) Introdução ou alienação de segmento operacional

A Companhia atua somente no segmento de exploração e produção de petróleo (E&P). Desde a sua constituição, nenhum segmento operacional foi introduzido ou alienado.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Recôncavo

A Recôncavo E&P S.A. foi constituída em 22 de março de 2004 e é concessionária para exploração e produção dos campos Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul, Acajá-Burizinho e Juriti, que foram adquiridos nas 4^a e 6^a rodadas de licitações da ANP.

Recôncavo America

A Recôncavo América, constituída em 15 de maio de 2006, baseada no Estado de Delaware nos Estados Unidos da América, com o objetivo de adquirir equipamentos utilizados em campos de petróleo, especialmente sondas de produção e perfuração terrestres, e alugá-los no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural, denominado REPETRO. Estes equipamentos são prioritariamente para uso nas operações da Companhia e controlada, mas em períodos de utilização reduzida, estes podem ser alugados a terceiros. Em dezembro de 2020, a Recôncavo América vendeu seus ativos para a controladora Petrorecôncavo S/A e sua controlada Potiguar pelo montante de R\$18.156. Em 2021, a controlada manteve apenas saldo em caixa e não registrou nenhuma transação. A Administração está avaliando o futuro da controlada e espera concluir essa avaliação em 2022.

Potiguar

A Potiguar E&P S.A., com sede no município de Mossoró, Estado do Rio Grande do Norte foi constituída em 15 de junho de 2018. O Polo, situado no estado do Rio Grande do Norte, é composto por 33 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, duas em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, que passaram a ser operadas pela Potiguar E&P a partir de junho de 2021, e uma com a Mandacaru Energy Ltda e operadas pela mesma.

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores. O valor de aquisição ajustado foi de US\$351.453 mil, tendo sido abatidos do preço de aquisição a geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço a partir de 1º de janeiro de 2019 (Data Efetiva) da transação. O contrato prevê o pagamento de uma parcela residual de aproximadamente US\$ 56.000 mil após a aprovação da renovação das concessões pela ANP.

A Potiguar realizou, no dia 28 de junho de 2021, no Rio de Janeiro, a assinatura do 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 Permanente realizado 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 e constará de um período único. O valor do PEM foi garantido na forma do Edital por meio de Seguro Garantia emitido em favor da ANP com vigência durante o período exploratório e que será devolvida tão logo o compromisso exploratório seja cumprido. A área adquirida é adjacente a blocos já operados pela Potiguar E&P, e seu programa exploratório consistirá na perfuração de ao menos um poço com objetivo de avaliar a existência de acumulações em reservatórios similares aos existentes nas concessões vizinhas do Bloco.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

SPE Miranga

A SPE Miranga S.A., foi constituída em 12 de janeiro de 2021. Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia. A aquisição foi concluída no dia 6 de dezembro de 2021.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões (R\$ 60.548) que já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões (R\$ 247.918) que foram pagos na data de fechamento da transação, 6 de dezembro de 2021; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do petróleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

c) Eventos ou operações não usuais

Não houve, desde a constituição da Companhia, qualquer evento ou operação não usual.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

10.4 – Mudanças significativas nas práticas contábeis – Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

(a) mudanças significativas nas práticas contábeis

Não houve.

(b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Vide item a) acima.

(c) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

Os relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras da Companhia nos últimos três exercícios sociais foram emitidos sem ressalvas. As seguintes ênfases foram incluídas pelos auditores independentes em seus relatórios:

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras emitidas em 31 de dezembro de 2019 possui duas ênfases, que mencionam que, em decorrência das características das operações da Companhia e de suas controladas, as mesmas concentram suas vendas para um único cliente - Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Consequentemente, qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas devem levar em consideração essas circunstâncias.

A segunda ênfase menciona que a Companhia decidiu por reclassificar certos saldos contábeis constantes no balanço patrimonial para 31 de dezembro de 2018, para melhor apresentação; e retificar erros referentes às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2019 como previsto no pronunciamento técnico CPC 23 - Práticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro.

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras emitidas em 31 de dezembro de 2020 possui duas ênfases, que mencionam que, em decorrência das características das operações da Companhia e de suas controladas, as mesmas concentram suas vendas para um único cliente - Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Consequentemente, qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas devem levar em consideração essas circunstâncias. A segunda ênfase menciona que a Companhia, com o objetivo de adequar às exigências regulatórias aplicáveis às Companhias abertas registradas na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), decidiu 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 do resultado do exercício e do patrimônio líquido de 2019 e 2018.

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 suas controladas, as mesmas concentram suas vendas para um único cliente - Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Consequentemente, qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas devem levar em consideração essas circunstâncias.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

O relatório dos auditores independentes sobre a revisão das informações trimestrais não contém ressalvas e possui uma ênfase que menciona que, a receita de venda de petróleo da Companhia e de suas controladas é concentrada em um único cliente, Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Consequentemente, qualquer interpretação ou análise das informações trimestrais individuais e consolidadas devem levar em consideração essa circunstância.

Com relação à concentração de vendas de petróleo em um único cliente, a Companhia divulga essa informação nas notas explicativas 2.3. A administração da Companhia avalia que o risco de concentração de receita é baixo, uma vez que a Companhia fornece insumo básico para o negócio do seu único cliente, a Petrobras, empresa de economia mista brasileira com classificação de risco Ba1, BB- e BB- pela Moody's, Standard & Poor's e Fitch, respectivamente, conforme divulgado pela Petrobras em seu website de relações com investidores.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 – Políticas contábeis críticas

A Administração da Companhia entende que adota as políticas contábeis condizentes com as melhores práticas de mercado e com a indústria de exploração e produção de petróleo e gás. As políticas contábeis da Companhia são definidas com o propósito de prover os usuários das demonstrações financeiras com informações úteis na tomada de decisão e visam a representar as suas transações com neutralidade, prudência e integridade, considerando as seguintes características qualitativas: compreensibilidade, relevância, confiabilidade e comparabilidade.

SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS NA PREPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

1) Valores a pagar por aquisições

Os valores registrados nessa rubrica estão registrados pelo custo amortizado ou pelo valor justo através do resultado.

Os montantes classificados como custo amortizado estão registrados pelos seus valores nominais acrescidos de encargos e taxas de juros contratuais, cuja apropriação das despesas e receitas é reconhecida ao resultado do período. Todos os montantes são devidos em dólares norte-americanos e são convertidos para Real pela cotação da data de fechamento.

Os montantes classificados como valor justo pelo resultado foram mensurados com base nos valores contratuais que definem faixas de preço acordo com a média do Brent do ano de pagamento. O grupo utilizou-se da curva futura do Brent para estimar os valores contratuais a serem provisionados. Na data de encerramento do balanço o preço médio do Brent para os anos de 2022, 2023 e 2024 resultaria no pagamento completo do passivo contingente e por isso todo o montante foi provisionado. O grupo revisa trimestralmente essas estimativas e qualquer diferença será reconhecida contra o resultado do exercício.

2) Imobilizado

Edificações, imobilizações em andamento, móveis e utensílios, equipamentos estão demonstrados ao valor de custo, deduzido de depreciação e perda por redução ao valor recuperável acumuladas. Os custos de empréstimos, quando aplicável, são capitalizados. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados. Os terrenos estão demonstrados ao valor de custo e não sofrem depreciação.

Os gastos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás são registrados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos e incluem as estimativas dos custos com abandono que são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações de pagamentos futuros, (ver nota explicativa nº 14). Esse método determina que custos para incremento de produção e os custos de perfuração de poços exploratórios bem sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos com geologia e geofísica, incorridos antes da determinação da viabilidade econômica das reservas, devem ser considerados despesas do período em que forem incorridos; e os custos com poços exploratórios secos e os vinculados às reservas não comerciais devem ser registrados no resultado quando são identificados como tal.

As rubricas de “Direito de produção de óleo e gás” e “Investimento para incremento da produção e perfuração de poços” são depletadas com base no método das unidades produzidas descrito na nota explicativa nº 3. A depreciação e amortização dos demais bens é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos, construções em andamento). A vida útil estimada, os valores residuais e os métodos de depreciação são revisados no final da data do balanço patrimonial e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Um item do imobilizado é baixado na data de sua alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado.

3) Perdas pela não recuperabilidade (impairment)

Anualmente, a Companhia e suas controladas analisam indicativos de eventuais perdas (impairment) na recuperabilidade dos investimentos para incremento de produção e perfuração de poços, de acordo com a metodologia e premissas descritas na nota explicativa nº 3. Os valores recuperáveis das Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas. Em 31 de dezembro de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, a Companhia não identificou indicativos de impairment para seus ativos.

4) Provisões para abandono de poços

Representam os gastos futuros estimados referentes à obrigação legal de recuperar o meio ambiente, desmobilizar e finalizar as atividades.

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os gastos com abandono de poços são reconhecidos como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo.

5) Instrumentos financeiros derivativos

O Grupo utiliza instrumentos derivativos de proteção para variação nos preços de commodities ("hedge"). Estes instrumentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que os contratos são celebrados e são subsequentemente mensurados ao seu valor justo.

O método para reconhecer contabilmente o ganho ou a perda resultante desta mensuração depende do fato do derivativo ser designado ou não como um instrumento de "hedge", no caso da adoção da contabilidade de "hedge" ("hedge accounting").

O Grupo designa os derivativos como instrumentos de "hedge", quando relacionados às operações futuras altamente prováveis ("hedge" de fluxo de caixa) e documenta no início da operação a relação entre os instrumentos de "hedge" e os itens protegidos por "hedge", bem como seus objetivos e estratégias de gestão de riscos. O Grupo também documenta, tanto no início do "hedge", quanto em uma base contínua, se os derivativos que são usados em transações de "hedge" são altamente eficazes na compensação de variações no fluxo de caixa dos itens protegidos por "hedge".

A parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos que são designados e qualificados como instrumentos de "hedge" nas estratégias de "hedge" de fluxo de caixa é reconhecida como "Ajuste de avaliação patrimonial de controlada" (em "Outros resultados abrangentes") no patrimônio líquido, descontados dos impostos diferidos. O ganho ou perda relacionado à parcela não efetiva é imediatamente reconhecido no resultado do exercício.

Os valores acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado nos períodos em que os contratos objeto de "hedge" são liquidados, na mesma linha que o item objeto de "hedge" reconhecido. Quando o "hedge" deixa de cumprir os critérios para "hedge accounting", o mesmo é prospectivamente descontinuado e todo ganho ou perda acumulada no patrimônio líquido, lá permanece enquanto operação ainda possuir expectativa de ocorrer, e sendo, a partir desse momento, os respectivos ganhos e perdas apurados nos instrumentos de "hedge", reconhecidos no resultado do período. Quando a operação prevista não possuir mais expectativa de ocorrer, os ganhos ou perdas acumuladas no patrimônio líquido são imediatamente reciclados para o resultado do exercício.

O valor justo total dos instrumentos derivativos de "hedge" é classificado como ativo ou passivo não circulante quando o vencimento remanescente do item protegido em uma estratégia de "hedge" é superior a 12 meses.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

O Grupo aplicou contabilidade de “hedge” em relação ao fluxo de caixa altamente provável de vendas de petróleo. A existência de um relacionamento econômico foi determinada no momento da designação e prospectivamente através da comparação dos termos críticos do instrumento de “hedge” e do item objeto de “hedge”. O Grupo contratou derivativos para sua estratégia de “hedge” para proteção de um percentual do volume da produção estimada, conforme mencionado anteriormente.

6) Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções, descontos comerciais e outras deduções similares, conforme demonstrado abaixo.

Prestação de serviços:

Os honorários de exploração de óleo e gás são reconhecidos quando o volume dos produtos é transferido para o cliente, mediante aprovação da medição.

Vendas de produtos:

A receita de venda de produtos é reconhecida quando os produtos são entregues e a titularidade legal é transferida.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

10.6 – Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

(a) Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

(i) **Arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos.**

Não há arrendamentos mercantis operacionais, ativos ou passivos, não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

(ii) **Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos.**

Não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a Companhia mantenha riscos e responsabilidades não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

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

Não há contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

(iv) **Contratos de construção não terminada.**

Não há contratos de construção não terminada não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

(v) **Contratos de recebimentos futuros de financiamentos.**

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

(b) **Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.**

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados

10.7 – Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

(a) Como tais itens alteram ou poderão vir alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor.

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

(b) Natureza e o propósito da operação.

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

(c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e nas informações trimestrais relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8 – Plano de negócios

a) investimentos, incluindo:

i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Com base nos relatórios de reservas, o orçamento programado para investimentos planejados pela Companhia para desenvolvimento de suas reservas provadas é de aproximadamente US\$420,0 milhões. 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.

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, conforme descritos no item 7.9 deste Formulário de Referência.

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 como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital, podendo optar por uma forma de financiamento ou outra, conforme for o caso para este propósito.

iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não há desinvestimentos de ativos relevantes em andamento ou desinvestimentos previstos. Cabe ressaltar, no entanto, que é prática comum na indústria do petróleo a assinatura de contratos de *farm-in* e *farm-out*, que consiste em um processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa (numa mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de *farm-in* e a empresa que está vendendo direitos de concessão está em processo de *farm-out*).

A Companhia pode, eventualmente, celebrar tais tipos de contratos no futuro, caso isso represente benefícios para seus negócios e acionistas. A assinatura destes contratos, se houver, poderá representar investimentos e desinvestimentos relevantes. Os Diretores reiteram, no entanto, que, na data deste Formulário de Referência, não havia desinvestimentos de ativos relevantes em andamento ou desinvestimentos previstos.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores. O valor de aquisição ajustado foi de US\$351.453, tendo sido abatidos do preço de aquisição a geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço a partir de 1º de janeiro de 2019 (Data Efetiva) da transação. O contrato prevê o pagamento de uma parcela residual de aproximadamente US\$ 56.000 após a aprovação da renovação das concessões pela ANP. Os valores residuais a pagar foram registrados, conforme divulgado à nota explicativa nº 12 das demonstrações financeiras.

A Potiguar realizou, no dia 28 de junho de 2021, no Rio de Janeiro, a assinatura do 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 Permanente realizado 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 e constará de um período único. O valor do PEM foi garantido na forma do Edital por meio de Seguro Garantia emitido em favor da ANP com vigência durante o período exploratório e que será devolvida tão logo o compromisso exploratório seja cumprido. A área adquirida é adjacente a blocos já operados pela Potiguar E&P, e seu programa exploratório consistirá 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 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia. A aquisição foi concluída no dia 6 de dezembro de 2021.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões (R\$ 60.548) que já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões (R\$ 247.918) que foram pagos na data de fechamento da transação, 6 de dezembro de 2021; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do petróleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco”, reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso, e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição 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; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação e estão registrados no passivo circulante da Companhia.

c) novos produtos e serviços, indicando:

- i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas
- ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços
- iii) projetos em desenvolvimento já divulgados
- iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

O plano de negócios atual da Companhia não contempla o desenvolvimento de novos produtos ou a prestação de novos serviços.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 – Outros fatores com influência relevante

Principais medidas e impactos decorrentes da COVID-19

O Grupo permanece operando seguindo as regras definidas pelo comitê constituído para gestão da crise de saúde. Os principais objetivos do comitê são manter a saúde dos colaboradores e contratados, manter as atividades da Companhia sem impactos à segurança operacional ou ao meio ambiente, e, ao mesmo tempo, avaliar os desdobramentos da crise no plano de negócios.

O Grupo revisou sua projeção para as receitas e dos fluxos de caixa operacionais para o ano de 2022 e não verificou a necessidade de reconhecer uma perda ao valor recuperável no ativo imobilizado, tributos diferidos e contas a receber. Considerando a imprevisibilidade da evolução do surto e dos seus impactos, a atual estimativa do efeito financeiro do surto nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.

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).

Para mais informações, vide itens 4.1, 4.7, 7.9 e 10.9 deste Formulário de Referência.

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.

11. Projeções / 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1 – Projeções divulgadas e premissas

- (a) objeto da projeção;
- (b) período projetado e o prazo de validade da projeção;
- (c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle; e
- (d) valores dos indicadores que são objeto da previsão.

Não aplicável, pois a Companhia não divulga projeções.

11. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

11.2 – Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

Não aplicável, pois a Companhia não divulga projeções.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

12.1 – Descrição da estrutura administrativa

(a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que se reportam ao conselho de administração, indicando:

Conselho de Administração

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

Dos membros do Conselho de Administração, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento), o que for maior, deverão ser conselheiros independentes, conforme a definição do Regulamento do Novo Mercado, devendo a caracterização dos indicados ao Conselho de Administração como conselheiros independentes ser deliberada na Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) membro(s) do Conselho de Administração eleito(s) mediante a faculdade prevista no Artigo 141, parágrafo 4º da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador. Excepcionalmente para os conselheiros independentes, não será necessário que o número de suplentes seja idêntico aos dos efetivos, podendo ser eleito(s) neste caso suplente(s) em número inferior ao número de membros efetivos.

A Companhia terá um Conselho Fiscal, de caráter não permanente, que exercerá as atribuições impostas por lei e que somente será instalado nos exercícios sociais em que assim solicitarem os acionistas, conforme previsto na legislação aplicável.

Além das responsabilidades previstas nos termos da legislação aplicável, em conformidade com o Estatuto Social e o Regimento Interno do Conselho de Administração, é de responsabilidade do Conselho de Administração:

- (i) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- (ii) cumprir e fazer cumprir o Estatuto, as deliberações da Assembleia Geral e os princípios e procedimentos de governança corporativa;
- (iii) eleger e destituir os Diretores da Companhia, bem como fixar-lhes as atribuições, respeitadas as disposições do Estatuto;
- (iv) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e documentos da Companhia, solicitar informações sobre contratos ou negócios celebrados ou em vias de celebração, e quaisquer outros atos necessários à fiscalização;
- (v) manifestar-se sobre os relatórios da administração e as contas da Diretoria;
- (vi) propor à Assembleia Geral a atribuição de participação nos lucros aos administradores ou Empregados da Companhia e proceder à respectiva distribuição, nos limites fixados pela Assembleia Geral;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- (vii) atribuir, em caso de a Assembleia Geral ter aprovado a remuneração do Conselho de Administração e da Diretoria em montante global, os honorários mensais de cada um dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria;
- (viii) estabelecer as condições e regras (i) para a outorga de opção de compra de ações, nos limites e de acordo com o Plano de Opção de Compra de Ações aprovado pela Assembleia Geral, (ii) para a outorga de ações de acordo com planos de incentivo baseados em ações aprovados pela Assembleia Geral, incluindo a escolha e quantificação das metas definidas nos limites dos referidos planos de incentivo, e (iii) para a administração, organização e cumprimento das disposições do Plano de Opção de Compra de Ações e dos planos de incentivo baseados em ações aprovados pela Assembleia Geral;
- (ix) criar comitês e comissões técnicas ou de aconselhamento, permanentes ou temporários, bem como eleger seus membros;
- (x) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a assunção de qualquer compromisso financeiro por prazo superior a 24 (vinte e quatro) meses ou cujo valor agregado, no curso de um mesmo exercício social, supere a importância de R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), incluindo, sem limitar, a contratação de financiamentos, mútuos, locação ou leasing de ativos;
- (xi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a compra, venda, hipoteca ou locação pela Companhia de qualquer participação em imóveis ou substâncias petrolíferas in situ, bem como de quaisquer bens, direitos ou conjunto de bens ou direitos cujo valor agregado, no caso de um mesmo exercício social, seja superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (xii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a aquisição, a alienação ou a oneração de bens do ativo permanente cujo valor individual ou agregado, em uma única operação ou em operações sucessivas no curso de um mesmo exercício social, seja superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (xiii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a contratação de serviços e obras com terceiros, com valores iguais ou superiores a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (xiv) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a emissão de notas promissórias comerciais para distribuição pública, nos termos da regulamentação aplicável;
- (xv) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a constituição de ônus reais e a prestação de garantias a obrigações próprias cujo valor individual ou agregado, em uma única operação ou em operações sucessivas no curso de um mesmo exercício social, seja igual ou superior R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (xvi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a prestação de garantias a obrigações de terceiros, independentemente do valor, ressalvadas garantias prestadas a obrigações assumidas por controladas ou subsidiárias integrais da companhia, cuja prestação não dependerá de aprovação do Conselho de Administração, desde que observado o disposto no item (xiii) acima;
- (xvii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a aquisição das ações de emissão da própria Companhia para cancelamento ou manutenção em tesouraria;
- (xviii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a alienação ou o cancelamento das ações de emissão da própria Companhia que, por qualquer motivo, permanecerem em tesouraria;
- (xix) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre o aumento do capital da Companhia até o limite do capital autorizado, mediante a emissão de ações ou bônus de subscrição;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- (xx) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real ou debêntures conversíveis em ações até o limite do capital autorizado;
- (xxi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar a exclusão do direito de preferência na emissão de ações, debêntures conversíveis ou bônus de subscrição cuja colocação seja feita mediante a venda em bolsa ou subscrição pública, conforme previsto no Artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações;
- (xxii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre quaisquer associações envolvendo a Companhia, inclusive a celebração de consórcio ou joint venture e a celebração de acordos de acionistas;
- (xxiii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre o pagamento ou crédito de juros sobre o capital próprio aos acionistas, bem como sobre a distribuição de dividendos intermediários, observados os termos da legislação aplicável e do Estatuto;
- (xxiv) escolher, substituir e destituir os auditores independentes da Companhia;
- (xxv) criar e extinguir filiais, sucursais, agências e escritórios em qualquer parte do território nacional;
- (xxvi) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar sobre a criação e a extinção de subsidiárias e participação no capital de qualquer outra sociedade, empresa ou entidade semelhante, incluindo consórcios;
- (xxvii) instruir o voto dos representantes da Companhia nos Conselhos de Administração e nas Assembleias Gerais de controladas e coligadas;
- (xxviii) deliberar e, caso considere conveniente, aprovar o plano de negócios e o orçamento da Companhia;
- (xxix) definir a empresa especializada em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia nos casos de OPA para cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado;
- (xxx) manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, com possibilidade de pedido de extensão por igual prazo se julgar necessário, que deverá abordar, no mínimo (a) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse da Companhia e do conjunto dos acionistas, inclusive em relação ao preço e aos potenciais impactos para a liquidez das ações; (b) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (c) alternativas à aceitação da oferta pública de aquisição disponíveis no mercado; (d) o valor econômico da Companhia e (e) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela CVM;
- (xxxi) exercer outras atribuições legais ou que lhe sejam conferidas pela Assembleia Geral, bem como resolver os casos omissos ou não previstos no Estatuto;
- (xxxii) aprovar previamente as transações envolvendo partes relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Companhia, o que for menor, conforme previsto nas políticas corporativas da Companhia e na regulamentação aplicável; e

(xxxiii) aprovar orçamentos próprios para a Área de Auditoria Interna e para o Comitê de Auditoria, conforme aplicável.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia funcionará em caráter não permanente e, quando instalado, 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, no mínimo, 3 (três) membros e, no máximo, 5 (cinco) membros, eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo que ao menos 1 (um) deve ser conselheiro independente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, e ao menos 1 (um) deve ter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária, sendo que o mesmo membro do Comitê de Auditoria pode acumular ambas as características.

As principais informações e atribuições do Comitê de Auditoria, órgão de assessoramento ao Conselho de Administração, estão indicadas no item (ii) abaixo.

- i. **se possuem regimento interno próprio, informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue esses regimentos, locais na rede mundial de computadores onde esses documentos podem ser consultados;**

O Conselho de Administração e o Comitê de Auditoria possuem regimentos internos próprios, devidamente aprovados em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterados em reunião de 1º de abril de 2021. Os regimentos citados acima poderão ser consultados no site da Companhia: ri.petroreconcavo.com.br.

A Diretoria e o Conselho Fiscal não possuem regimento interno, sendo este último um órgão de caráter não permanente.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Em momento oportuno, o Conselho de Administração irá aprovar o Regimento Interno dos Comitês de Gestão de Pessoas, de Finanças e de Produção.

- ii. **se o emissor possui comitê de auditoria estatutário, informando, caso positivo, suas principais atribuições, forma de funcionamento e se o mesmo atende aos requisitos da regulamentação emitida pela CVM a respeito do assunto; e**

A Companhia possui um Comitê de Auditoria estatutário (“Comitê de Auditoria”), que é órgão de assessoramento vinculado ao Conselho de Administração, com autonomia operacional e orçamento próprio aprovado pelo Conselho de Administração. Nenhum dos membros do Comitê de Auditoria poderá ser controlador da Companhia, nem diretor da Companhia, de seu acionista controlador, direto ou indireto, se houver, ou de sociedades controladas, coligadas ou sob controle comum, e tampouco possuir qualquer vínculo de subordinação com as pessoas anteriormente mencionadas.

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

O Comitê de Auditoria terá como obrigações de sua competência divulgar, anualmente, relatório resumido contemplando as reuniões realizadas e os principais assuntos discutidos, e destacando as recomendações feitas ao Conselho de Administração da Companhia.

Nos termos do regimento interno do Comitê de Auditoria, compete-lhe o seguinte:

- (a) opinar na contratação e destituição dos serviços de Auditoria Interna da Companhia;
- (b) avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;
- (c) supervisionar e acompanhar as atividades da Auditoria Interna da Companhia;
- (d) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- (e) avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a Política de Transações com Partes Relacionadas;
- (f) reportar as atividades reportadas pela Auditoria Interna ao Conselho de Administração;
- (g) possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação; e
- (h) elaborar relatório anual resumido do Comitê de Auditoria contemplando as reuniões realizadas e os principais assuntos discutidos e destacando as recomendações feitas pelo Comitê de Auditoria ao Conselho de Administração da Companhia.

Além disso, o Comitê de Auditoria contará com um coordenador, que terá que:

- (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;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- (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.
- iii. **de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente, e informando o órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.**

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 e suas controladas. 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, competirá 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.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- (b) em relação aos membros da diretoria estatutária, suas atribuições e poderes individuais, indicando se a diretoria possui regimento interno próprio, e informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado;

A Diretoria será composta por, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 5 (cinco) diretores, acionistas ou não, residentes no país, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, um Diretor de Operações e os demais Diretores sem designação específica. São obrigatórios os cargos de Diretor Presidente, de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e de Diretor de Operações.

Todos os Diretores terão mandado unificado de 2 (dois) anos, sendo admitida a reeleição e podendo ser destituídos a qualquer momento pelo Conselho de Administração.

Compete à Diretoria a representação da Companhia, observados os limites estabelecidos no Estatuto Social. Adicionalmente, compete aos Diretores, isoladamente e em colegiado, assegurar a gestão permanente dos negócios sociais e dar execução às deliberações do Conselho de Administração e da Assembleia Geral, conforme o caso. O Estatuto Social estabelece, ainda, certas matérias de competência da Diretoria, atuando de forma colegiada:

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

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Caberá ao Diretor Presidente:

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

Caberá ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores:

- (a) executar a política, as diretrizes e as atividades econômico-financeiras e contábeis da Companhia, conforme especificado pelo Conselho de Administração;
- (b) divulgar os atos ou fatos relevantes ocorridos nos negócios da Companhia, bem como incumbir-se do relacionamento da Companhia com todos os participantes do mercado e com as entidades reguladoras e fiscalizadoras, assumindo responsabilidade pelo cumprimento dos deveres que lhe impõem as normas regulamentares aplicáveis e o Regulamento do Novo Mercado; e
- (c) desempenhar todas as outras funções previstas em lei e na regulamentação aplicável, no Estatuto, nas reuniões do Conselho de Administração e nos documentos corporativos da Companhia, sempre observando os princípios e procedimentos de governança corporativa.

Caberá ao Diretor de Operações:

- (a) elaborar todos os relatórios técnicos necessários referentes às atividades operacionais de petróleo e gás da Companhia e quaisquer iniciativas de produção, desenvolvimento ou exploração cuja implementação pela Companhia seja proposta;
- (b) adotar as medidas razoavelmente necessárias para proteger vidas e propriedade e manter a produção de quaisquer poços produtivos de petróleo ou gás, nos quais a Companhia tenha participação ou em relação aos quais a Companhia preste serviços operacionais a um terceiro;
- (c) adotar as medidas razoavelmente necessárias em relação à reabilitação, reativação, melhoria, desenvolvimento ou exploração de quaisquer propriedades ou campos petrolíferos nos quais a Companhia tenha participação ou em relação aos quais a Companhia preste serviços operacionais a um terceiro;
- (d) adotar as medidas razoavelmente necessárias no tocante ao manuseio, transporte, tratamento ou entrega de qualquer produção de qualquer destas propriedades ou campos;
- (e) executar a política, as diretrizes e as atividades das áreas de segurança, meio ambiente e responsabilidade social aprovadas pelo Conselho de Administração;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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

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

(c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado;

O Conselho Fiscal da Companhia é de caráter não permanente e, até a data deste Formulário de Referência, ainda não havia sido instalado. O Conselho Fiscal não possui regimento interno.

(d) se há mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que se reporta ao conselho de administração, informando, em caso positivo:

i. a periodicidade da avaliação e sua abrangência, indicando se a avaliação é feita somente em relação ao órgão ou se inclui também a avaliação individual de seus membros;

Conselho de Administração e Diretoria

Com o objetivo de aprimorar continuamente a efetividade dos órgãos de administração da Companhia, auxiliando os próprios Conselheiros a analisarem suas contribuições, bem como estabelecer planos de ação para o constante aperfeiçoamento do órgão, o Conselho de Administração realizará, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação formal de seu próprio desempenho, como órgão colegiado, e de seus comitês de assessoramento. Adicionalmente, os Diretores também serão avaliados, individualmente, pelo Conselho de Administração.

Estará elegível para participar do processo de avaliação como avaliador ou avaliado, os membros do Conselho de Administração e o Diretor Presidente, que estiverem na função por, pelo menos, 2 (duas) reuniões ordinárias desde a última avaliação

A condução do processo de avaliação é de responsabilidade do Presidente do Conselho. É facultativa a utilização de uma assessoria externa especializada. Os resultados consolidados das avaliações realizadas pelo Conselho serão divulgados a todos os membros do Conselho e ao Diretor Presidente.

Comitê de Auditoria

Com o objetivo de aumentar continuamente a sua efetividade, o Comitê de Auditoria deverá realizar, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a sua autoavaliação, a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

Estará elegível para participar do processo de avaliação, como avaliador ou avaliado, o membro do Comitê de Auditoria que estiver na função por, pelo menos, 2 (duas) reuniões ordinárias desde a última avaliação.

O processo de avaliação é de responsabilidade do Coordenador do Comitê de Auditoria. Os resultados consolidados das avaliações serão disponibilizados a todos os membros do Comitê e do Conselho de Administração. Os resultados das avaliações individuais serão disponibilizados à

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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 na avaliação;

Em relação à metodologia adotada, o processo de avaliação consiste na avaliação do Conselho de Administração, da Diretoria e dos comitês de assessoramento enquanto órgãos colegiados.

O processo de avaliação é estruturado levando em consideração as características e responsabilidades específicas do Conselho de Administração, da Diretoria e dos comitês de assessoramento, buscando alcançar um alto nível de especialização durante a avaliação, sendo certo que os principais critérios utilizados na avaliação individual dos Conselheiros e membros dos Comitês de Assessoramento são: (i) assiduidade no exame e no debate das matérias discutidas; (ii) contribuição ativa no procedimento decisório; e (iii) comprometimento com o exercício das suas funções.

O desempenho dos Diretores será avaliado de acordo com metas e indicadores operacionais e financeiros da Companhia, estabelecidos com base nas projeções para cada ano e repassadas para a Diretoria.

iii. como os resultados da avaliação são utilizados pelo emissor para aprimorar o funcionamento deste órgão; e

Os resultados consolidados das avaliações do Conselho de Administração, da Diretoria e do Comitê de Auditoria serão divulgados a todos os membros do Conselho e ao Diretor Presidente. Os resultados são utilizados pela Companhia para identificar os pontos fortes e os pontos que devem ser melhorados por cada um dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e dos comitês de assessoramento, o que possibilita o aprimoramento do funcionamento destes e, por conseguinte, da Companhia.

iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos.

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

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

12.2 – Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

(a) prazos de convocação;

A Companhia não adota prática diferenciada quanto aos prazos de convocação em relação ao previsto na legislação societária. A primeira convocação deve ser feita com, no mínimo, 21 (vinte e um) dias de antecedência da data marcada para realização da Assembleia Geral, contado tal prazo da publicação do primeiro anúncio de convocação, do qual constará local, data e hora da assembleia e a respectiva ordem do dia. Caso a assembleia geral não se realize após a primeira convocação, será publicado novo anúncio, de segunda convocação, com antecedência mínima de 8 (oito) dias, conforme Artigo 124, §1º, inciso II, da Lei nº 6.404/76, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações").

(b) competências;

O Estatuto Social da PetroRecôncavo prevê que compete à Assembleia Geral, além das atribuições conferidas por lei:

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

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

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

(c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise;

Endereço Eletrônico: ri.petroreconcavo.com.br

Endereço Físico: Av. Luís Viana, 13223, Hangar Business Park, Torre 3, 4º andar, São Cristóvão, Salvador – BA, CEP 41.500-300.

(d) identificação e administração de conflitos de interesses;

De acordo com a Política de Transações com Partes Relacionadas e o Código de Conduta, que foram devidamente aprovados em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterados em reunião de 1º de abril de 2021.

Considerar-se-ão potenciais conflitos de interesses aqueles cujos objetivos pessoais dos tomadores de decisão, por qualquer razão, possam não estar alinhados aos objetivos da Companhia em matérias específicas.

Em face de um potencial conflito de interesses, a Companhia busca assegurar que todas as decisões que possam conferir um benefício privado a qualquer de seus acionistas, administradores, familiares, entidades ou pessoas a eles relacionadas, sejam tomadas com total lisura, respeitando o interesse da Companhia e não os interesses individuais, caso existam.

Nas situações em que as transações com partes relacionadas necessitem de aprovação nos termos da referida Política de Transações com Partes Relacionadas, a pessoa envolvida no processo de aprovação que tenha um potencial conflito de interesse com a recomendação ou decisão a ser tomada, deverá declarar-se impedida, explicando seu envolvimento na transação e, se solicitado, fornecendo detalhes da transação e das partes envolvidas. O impedimento deverá constar da ata da reunião do órgão social que deliberar sobre a transação, e a referida pessoa deverá se afastar das discussões e deliberações.

Caso alguma pessoa em situação potencial de conflito de interesses não se manifeste, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence que tenha conhecimento da situação poderá fazê-lo. A ausência de manifestação voluntária de qualquer tomador de decisão será considerada violação aos princípios da boa governança corporativa e a da Política de Transações com Partes Relacionadas, devendo tal comportamento ser levado ao imediato conhecimento do Conselho de Administração.

Adicionalmente, vale destacar que, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, os conflitos de interesse são identificados 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 conflituante com a matéria da ordem do dia, conforme vedação estabelecida na Lei das Sociedades por Ações.

(e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto;

Os acionistas poderão fazer-se representar nas Assembleias Gerais por procuradores constituídos há menos de 1 (um) ano e que, também, seja acionista da Companhia, advogado, representante da instituição financeira ou administrador de fundos de investimentos que represente os condôminos, na forma da Lei das Sociedades por Ações.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

- (f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico;

Nas Assembleias Gerais, os acionistas deverão comprovar tal qualidade mediante a apresentação de documento original de identidade, acompanhado de (i) extrato expedido pela instituição escrituradora; (ii) no caso de acionista que não seja pessoa física, cópia autenticada dos atos que comprovem a condição de representante legal ou mandatário; (iii) no caso de procurador do acionista, necessariamente advogado, acionista, administrador da Companhia ou instituição financeira, nos termos do Parágrafo 1º do Artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações, o instrumento de mandato com reconhecimento da firma do outorgante, outorgado há menos de 1 (um) ano.

A qualidade de acionista deve ser comprovada mediante exibição de documentos pertinentes na forma prevista na legislação aplicável. Os acionistas poderão fazer-se representar nas Assembleias Gerais por procurador constituído há menos de 1 (um) ano e que, também, seja acionista da Companhia, advogado, representante da instituição financeira ou administrador de fundos de investimentos que represente os condôminos, na forma da Lei das Sociedades por Ações.

A Companhia admite procurações outorgadas por meio eletrônico e não há prazo prévio para depósito do instrumento de mandato.

- (g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização;

O Boletim de Voto à Distância deverá ser submetido até 7 (sete) dias anteriores à data marcada para a assembleia. Para ser considerado válido, é imprescindível preencher todos os campos do Boletim de Voto com letra de forma legível, informando:

- a. Nome completo ou razão social, caso seja pessoa jurídica;
- b. CPF ou CNPJ, caso seja pessoa jurídica; e
- c. E-mail para contato

Para que o Boletim de Voto seja considerado válido e os votos nele proferidos sejam contabilizados devem ser observados os seguintes requisitos:

- Preencher todos os campos
- b. Rubricar todas as páginas; e
 - c. Assinar o documento, física ou eletronicamente.

No caso de representante legal do acionista, deverá comprovar seu poder de representação na forma da legislação vigente.

A Companhia não exigirá a tradução juramentada de documentos que tenham sido originalmente lavrados em língua inglesa ou espanhola ou que venham acompanhados da respectiva tradução nesses mesmos idiomas. Igualmente, a Companhia dispensará o reconhecimento de firma nos documentos apresentados, bem como a notarização consularização e apostilamento daqueles assinados no exterior.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

Havendo divergência entre as instruções de voto dispostas no Boletim de Voto recebido diretamente pela Companhia e as instruções de voto eventualmente enviadas pelos agentes custodiantes ou pelo escriturador das ações da Companhia, estas últimas prevalecerão. Os Acionistas serão comunicados do recebimento da documentação pela Companhia, bem como confirmação de sua validade, nos termos da regulamentação aplicável.

(h) se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância;

A Companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento de voto a distância via boletim de voto a distância, porém utilizará as prerrogativas da Resolução nº 81/22 (“RCVM 81/22”) para viabilizar o processo de voto a distância. Na impossibilidade de disponibilização do sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância a Companhia disponibiliza sistema eletrônico para participação a distância na assembleia geral, para que os acionistas possam exercer o direito de voto via sistema eletrônico.

(i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância;

Conforme previsto na RCVM 81/22, acionistas que representem os percentuais mínimos na regulamentação poderão solicitar, respectivamente, a inclusão no boletim de voto a distância de (i) candidatos ao conselho de administração e ao conselho fiscal da Companhia, sempre que convocada assembleia geral para sua eleição sujeita ao procedimento de voto a distância, ou (ii) propostas de deliberação para as assembleias gerais ordinárias da Companhia.

As solicitações de inclusão descritas acima deverão ser recebidas pelo Diretor Presidente ou o Diretor de Relações com Investidores da Companhia (i) na hipótese de assembleia geral ordinária, entre o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a assembleia geral ordinária e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data prevista para sua realização, conforme divulgada no Calendário de Eventos Corporativos da Companhia; ou (ii) na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para eleição de membros do conselho de administração e do conselho fiscal, caso instaurado, entre o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação da referida assembleia geral e até 45 (quarenta e cinco) dias antes da data de realização da assembleia, hipótese em que a administração da Companhia comunicará ao mercado a data de realização da respectiva assembleia geral, ainda que em caráter provisório, bem como o prazo para a inclusão de candidatos no boletim de voto a distância.

Toda e qualquer solicitação de inclusão de propostas ou candidatos no boletim de voto a distância, conforme descritas acima, deverão observar os requisitos legais e regulatórios aplicáveis e deverão ser enviadas aos seguintes endereços, físicos e eletrônicos: Av. Luís Viana, 13223, Hangar Business Park, Torre 3, 4º andar, São Cristóvão, Salvador – BA, CEP 41.500-300 e ri@petroreconcavo.com.br.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

- (j) se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias;

A Companhia não mantém fóruns ou páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das Assembleias Gerais.

- (k) outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância.

Não há outras informações, além das instruções disponibilizadas acima, necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância para as Assembleias Gerais da Companhia.

A Companhia mantém uma área de relações com investidores dedicada ao esclarecimento de dúvidas dos seus acionistas e mercado em geral, inclusive de questões relacionadas às assembleias. O contato pode ser feito pelo e-mail ri@petroreconcavo.com.br.

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

12.3 – Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

(a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias;

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a Companhia realizou 21 (vinte e uma) reuniões do Conselho de Administração. Dentre elas, 16 (dezesseis) Reuniões Ordinárias e 05 (cinco) Reuniões Extraordinárias.

Nos termos do Estatuto Social vigente na data do presente Formulário de Referência, o Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por bimestre e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Presidente do Conselho de Administração (ou, na ausência deste, pelo Vice-Presidente). Todas as reuniões extraordinárias serão convocadas com aviso prévio de, no mínimo, 5 (cinco) dias úteis. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas sem a observância do prazo acima, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho. As convocações para cada reunião e todos os documentos necessários para apreciação das matérias constantes da ordem do dia (tanto para reuniões ordinárias como extraordinárias) serão enviadas por e-mail aos membros do Conselho de Administração juntamente com a convocação para a respectiva reunião.

Independentemente das formalidades previstas, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os Conselheiros por si ou representados na forma do Parágrafo Segundo do Artigo 15 do Estatuto Social da Companhia. As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros em exercício, sendo considerado como presente aquele que esteja, na ocasião, substituído por seu suplente, ou que haja enviado seu voto por escrito.

Havendo suplentes, estes substituirão os Conselheiros em suas ausências, impedimentos temporários ou vacâncias. Caso ocorra uma vaga no Conselho de Administração, um Conselheiro substituto será escolhido pelos Conselheiros remanescentes, nos termos do Artigo 150 da Lei das Sociedades por Ações, para ocupar a vaga pelo prazo restante para o término do mandato do Conselheiro substituído.

Na ausência ou incapacidade temporária do Presidente, o Vice-Presidente atuará como Presidente nas funções específicas do cargo de Presidente.

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

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

- (b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho;**

Não aplicável. Com a liquidação da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia em 2021, o Acordo de Acionistas da Companhia até então vigente deixou de produzir efeitos.

- (c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses;**

Os membros do Conselho de Administração devem respeitar as regras relativas a conflito de interesse estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações.

Adicionalmente, de acordo com a Política de Transações com Partes Relacionadas, nas situações em que as transações com partes relacionadas necessitem de aprovação nos termos de referida política, a pessoa envolvida no processo de aprovação que tenha um potencial conflito de interesse com a recomendação ou decisão a ser tomada, deverá declarar-se impedida, explicando seu envolvimento na transação e, se solicitado, fornecendo detalhes da transação e das partes envolvidas. O impedimento deverá constar da ata da reunião do órgão social que deliberar sobre a transação, e a referida pessoa deverá se afastar das discussões e deliberações.

Caso alguma pessoa em situação potencial de conflito de interesses não manifeste a questão, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence que tenha conhecimento da situação poderá fazê-lo.

A ausência de manifestação voluntária de qualquer tomador de decisão será considerada violação aos princípios da boa governança corporativa e à Política, devendo tal comportamento ser levado ao imediato conhecimento do Conselho de Administração.

Para maiores detalhes, vide item 16.1 deste Formulário de Referência.

- (d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:**

- i. **órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado;**

A Companhia possui 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.

- ii. **principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros.**

O Conselho de Administração será composto por 7 (sete) membros efetivos e respectivos suplentes, acionistas ou não, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos.

Dos membros do Conselho de Administração, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento), o que for maior, deverão ser conselheiros independentes, conforme a definição do Regulamento do Novo Mercado, devendo a caracterização dos indicados ao Conselho de Administração como conselheiros independentes ser deliberada na Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado(s)

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

como independente(s) o(s) membro(s) do Conselho de Administração eleito(s) mediante a faculdade prevista no Artigo 141, Parágrafo 4º da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador. Excepcionalmente para os conselheiros independentes, não será necessário que o número de suplentes seja idêntico aos dos efetivos, podendo ser eleito(s) neste caso suplente(s) em número inferior ao número de membros efetivos

A indicação de membros do Conselho de Administração da Companhia deverá obedecer aos seguintes critérios, além dos requisitos legais, regulamentares, e daqueles expressos no Estatuto Social da Companhia:

- (i) alinhamento e comprometimento com os valores e a cultura da Companhia e seu Código de Conduta;
- (ii) reputação ilibada;
- (iii) não ter sido objeto de decisão irrecorrível que o suspendeu ou o inabilitou, por parte da CVM, que o tenha tornado inelegível aos cargos de administrador de companhia aberta;
- (iv) não ter sido impedido por lei especial, ou condenado por crime falimentar, de prevaricação, corrupção ativa ou passiva, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública, a propriedade ou o sistema financeiro nacional, ou a pena criminal que vede acesso a cargos públicos;
- (v) formação acadêmica compatível com as atribuições dos membros do Conselho de Administração, conforme descritas no Estatuto;
- (vi) experiência profissional em temas diversificados;
- (vii) salvo dispensa da Assembleia Geral, estar isento de conflito de interesse com a Companhia, também não sendo permitido (i) ocupar cargos em sociedades que possam ser consideradas concorrentes no mercado; (ii) prestar serviços de forma direta ou terceirizada para empresas concorrentes; (iii) ser sócio ou prestador de serviço a um fornecedor da Companhia ou à Companhia, como fornecedor terceirizado (salvo aprovação prévia da Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos);
- (viii) não haver horário de atividade paralela que conflite com seu rendimento profissional ou o prejudique;
- (ix) comprometimento com os princípios, valores e Código de Conduta; e
- (x) disponibilidade de tempo para dedicar-se adequadamente à função e responsabilidade assumida, que vai além da presença nas reuniões do Conselho de Administração e da leitura prévia da documentação.

A indicação dos membros para composição do Conselho de Administração poderá ser feita pela administração ou por qualquer acionista da Companhia, nos termos da Lei das Sociedades por Ações. O acionista que desejar indicar candidatos para o Conselho de Administração poderá notificar a Companhia por escrito informando o nome completo e qualificação dos candidatos em até 25 (vinte e cinco) dias antes da realização da assembleia geral de acionistas que elegerá o novo Conselho de Administração da Companhia, nos termos da 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 a possibilidade de eleição em separado nas hipóteses legais. Somente poderão concorrer as chapas: (i) indicadas pelo Conselho de Administração; ou (ii) que sejam indicadas por qualquer acionista ou conjunto de acionistas.

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

Assim, observados os preceitos legais e da Política de Indicação, estes serão verificados pela Diretoria da Companhia e, caso cumpridos, o nome do candidato será posto em votação em assembleia geral de acionistas da Companhia. A eleição dos membros do Conselho de Administração da Companhia será realizada conforme previsto no Estatuto Social e na legislação aplicável.

12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos

12.4 – Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, a Companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do Conselho Fiscal, caso instalado, ficam obrigados a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas no Estatuto Social, nas disposições na Lei das Sociedades por Ações, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Contrato de Participação do Novo Mercado, do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento de Sanções e do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado.

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Felipe Wigg de Araujo 071.561.247-65	24/11/1975 Engenheiro de Produção	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Gente e Gestão e Sustentabilidade	25/01/2023	Encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023 Sim	0 0%
Troy Patrick Finney 837.003.905-72	05/04/1964 Engenheiro	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Operações	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023 Sim	3 0%
Marcelo Campos Magalhães 292.958.405-00	28/02/1964 Administrador de Empresas	Pertence apenas à Diretoria 10 - Diretor Presidente / Superintendente	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023 Sim	6 0%
Rafael Procaci da Cunha 069.504.527-05	16/09/1975 Economista	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	23/02/2021	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023 Sim	9 0%
João Vitor Moreira da Silva 115.787.017-16	26/12/1987 Engenheiro de Petróleo	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Comercialização e Novos Negócios	22/12/2022	encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023 Não	0 0%
Carlos Marcio Ferreira 016.712.938-43	28/05/1959 Contador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023 Sim	0 0%

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Leendert Lievaart	28/03/1947	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	1
102.069.871-37	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	23/02/2021	Sim	100%
Christopher J. Whyte	14/10/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	9
061.492.307-75	Empresário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	23/02/2021	Sim	100%
Eduardo de Britto Pereira Azevedo	16/12/1980	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	3
055.208.487-50	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	23/02/2021	Sim	100%
Eduardo Cintra Santos Filho	08/12/1984	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	8
800.810.455-49	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	23/02/2021	Sim	0%
Rafael Machado Neves	12/09/1987	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	1
124.110.527-82	Administrador de Empresas	29 - Outros Conselheiros Membro Suplente do Conselho de Administração	23/02/2021	Sim	0%
Juan Fernando Domingues Blanco	15/09/1969	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	9
846.298.785-72	Engenheiro de Petróleo	23 - Conselho de Administração (Suplente)	23/02/2021	Sim	0%
Davi Britto Carvalho	16/03/1981	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	6

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
781.176.075-49	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	23/02/2021	Sim	0%
Eduardo Cintra Santos	18/11/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	10
064.858.395-34	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	23/02/2021	Sim	100%
Philip Arthur Epstein	23/06/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	0
716.914.461-14	Empresário	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	23/02/2021	Sim	100%
Camille Loyo Faria	19/07/1973	Pertence apenas ao Conselho de Administração	01/04/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	0
016.748.137-16	Engenheira Química	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	05/04/2021	Sim	100%
Caio Scantamburlo Costa	06/04/1974	Pertence apenas ao Conselho de Administração	01/04/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023	0
776.864.115-91	Administrador de Empresas	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	05/04/2021	Sim	0%

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Felipe Wigg de Araujo - 071.561.247-65

Graduado em Engenharia de Produção 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.

Troy Patrick Finney - 837.003.905-72

Cidadão norte-americano, residente no Brasil, graduado em Engenharia de Petróleo pela University of Wyoming e cursou um MBA pela University of Denver, ambos nos Estados Unidos da América. Iniciou sua

carreira na Amoco no Estado do Colorado, EUA, onde desempenhou diversas funções relacionadas à operação e ao gerenciamento de campos e reservatórios de petróleo e gás natural entre 1988 e 1994. Em 1995, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A.), uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde exerceu diversas funções relacionadas ao gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma e antes de assumir a função de Diretor de Operações da Companhia exerceu a função de Vice-Presidente de Engenharia para Operações Internacionais na PetroSantander Inc. Participou ainda de diversas avaliações de campos para aquisições, inclusive dos campos que a Companhia opera hoje. Também exerceu o cargo de Diretor de Operações da Companhia entre 1999 e 2001 e foi membro do Conselho de Administração entre 2002 e 2019.

O Sr. Troy Patrick Finney declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Troy Patrick Finney declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Marcelo Campos Magalhães - 292.958.405-00

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Federal da Bahia – UFBA, e cursou um MBA em gestão de negócios pela “Darden Graduate School of Business Administration” na Universidade da Virginia – EUA. Iniciou sua carreira como auditor na Arthur Andersen e posteriormente exerceu atividades empresariais e consultoria na área de estratégia. Em 2000 mudou-se para os Estados Unidos da América, onde trabalhou nas áreas de consultoria estratégica e desenvolvimento e avaliação de projetos e novos negócios na International Business Machines Corporation – IBM, companhia norte-americana cuja principal atividade consiste na produção de soluções de TI, em Cambridge, Massachusetts. Exerce a função de Diretor Presidente da Companhia desde abril de 2008.

O Sr. Marcelo Campos Magalhães declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Marcelo Campos Magalhães declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Rafael Procaci da Cunha - 069.504.527-05

Graduado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, possui ainda um MBA em gestão de negócios pela “Darden Graduate School of Business Administration” na Universidade da Virginia - EUA. Cursou 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.

João Vitor Moreira da Silva - 115.787.017-16

Engenheiro de Petróleo formado pela Universidade Vila Velha - UVV no Espírito Santo e mestrado 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.

Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43

Carlos Marcio Ferreira, executivo com mais de 26 anos de experiência em cargos de liderança, com foco nos últimos 17 anos no setor de energia elétrica. Iniciou sua carreira no setor de papel e celulose com a International Paper, alcançando o cargo de CFO após 27 anos de dedicação à empresa. Carlos mais tarde fez a transição no setor de energia, tornando-se COO por dois anos e CEO por cinco anos na Elektro, uma multinacional empresa de distribuição de energia elétrica. Por dois anos foi COO da CPFL, maior empresa privada brasileira de energia elétrica responsável por todos os serviços de distribuição, geração, comercialização e valor agregado. Em 2013, Carlos ingressou na Energisa e liderou por dois anos o programa de integração com o Grupo Rede, grande empresa brasileira de distribuição de energia elétrica, adquirida em 2014. Passou a ser COO do Grupo Energisa, quinta maior empresa privada de energia elétrica brasileira, e era responsável por todos os negócios do grupo com 13 distribuidoras, participando ativamente do Re-IPO da empresa em junho de 2016. Em junho de 2017, assumiu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENEVA SA, com dedicação ativa à empresa, orientando a gestão executiva na implementação da estratégia. Em 2019 passou a integrar o Conselho de Administração da Light S.A., empresa do ramo de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. É membro do Conselho de Administração, Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Comitê de Gestão de Pessoas da Companhia desde 2021.

O Sr. Carlos Marcio Ferreira é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Carlos Marcio Ferreira declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Carlos Marcio Ferreira declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Leendert Lievaart - 102.069.871-37

Cidadão holandês, graduado em Engenharia de Minas (especialidade em Engenharia de Petróleo) pela Delft Technical University na Holanda. Experiências anteriores incluem posições como Diretor Executivo da Shell Sakhalin, e Diretor de Desenvolvimento na Petrom Romania E&P. Em 2013, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A., uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde atualmente exerce a função de Vice-Presidente Executivo supervisionando o gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma. Exerce a função de Vice-Presidente do Conselho de Administração da Companhia desde 2019 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.

Christopher J. Whyte - 061.492.307-75

O Sr. Whyte é presidente, CEO e diretor da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil, desde 1995. O Sr. Whyte foi diretor da Approach Resources Inc., uma empresa pública de petróleo e gás dos EUA, Winstar Resources Ltd. e Compass Petroleum Ltd., empresas públicas de petróleo e gás canadenses. O Sr. Whyte tem mais de 30 anos de experiência em vários cargos operacionais, executivos e financeiros, incluindo como Diretor Executivo e Diretor Financeiro, nos negócios de E&P e energia. O Sr. Whyte possui um B.A. na Universidade de Pittsburgh. 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.

Eduardo de Britto Pereira Azevedo - 055.208.487-50

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. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2016 e membro do Comitê de Gestão de Pessoas desde 2021.

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.

Eduardo Cintra Santos Filho - 800.810.455-49

Bacharel em Administração pela escola de Administração da UNIFACS na Bahia e Executive MBA pela Fundação do Cabral. É Diretor da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda, empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, onde ingressou nela em 2007, e atua desde então. Entre 2005 e 2007 trabalhou como estagiário e posteriormente administrador na FAVAB, Fábrica de Vaselina da Bahia – Empresa que atua na fabricação e comercialização para todo Brasil de diversos tipos de vaselinhas 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.

Rafael Machado Neves - 124.110.527-82

Bacharel em Administração pelo IBMEC-RJ, possui MBA pela COPPEAD/UFRJ. Ingressou no time de Private Equity do Opportunity em 2020, onde atua na análise de novos investimentos e gestão do portfólio de companhias investidas. Antes de juntar-se ao Opportunity foi vice-presidente da Brookfield Financial Services no Brasil, braço do grupo canadense Brookfield em advisory services para investidores institucionais nas áreas de infraestrutura e real estate, e previamente fez parte da equipe do Banco Brasil Plural sendo o Investment Banker responsável pelas operações de M&A e mercado de capitais para o segmento imobiliário. 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.

Juan Fernando Domingues Blanco - 846.298.785-72

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 secundária, 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.

Davi Britto Carvalho - 781.176.075-49

Bacharel pela Faculdade de Direito da Universidade Católica do Salvador – UCSAL, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas - FGV São Paulo, advogado inscrito na OAB/BA sob o nº 33-747. Iniciou sua carreira na Katoen Natie do Brasil Ltda., empresa multinacional de logística, onde atuou como advogado de 2004 a 2009. Atuou como advogado da Gerência Jurídica de Negócios da Construtora OAS Ltda. atendendo às Diretorias (i) Petróleo e Gás; (ii) Energia; (iii) Regional Bahia/Sergipe/Alagoas de 2009 a 2001. Ingressou em 2011 como advogado na Companhia 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.

Eduardo Cintra Santos - 064.858.395-34

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal da Bahia - UFBA. É Sócio Gerente, Diretor e Responsável Técnico da Perbrás - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, uma das acionistas fundadoras da Companhia que atualmente possui participação acionária superior a 5%. Dentre outras, atuou como membro do conselho de administração da Brasil Telecom S.A., companhia aberta cuja principal atividade 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 Conselho de Administração desde abril de 2008, e como suplente do mesmo órgão desde a constituição da Companhia. Exerce também 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.

Philip Arthur Epstein - 716.914.461-14

Philip é um experiente executivo de empresa pública e gerente de investimentos que serviu como Presidente e CEO nas indústrias globais de energia e farmacêutica. Advogado formado em fusões e aquisições e valores mobiliários, Philip se concentrou em ajudar a fundar (ou reestrutar), financeirar, 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 é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Philip Arthur Epstein declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Philip Arthur Epstein declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Camille Loyo Faria - 016.748.137-16

Nascida em 19 de julho de 1973, a Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Tim. Antes disso atuou como 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 é considerada conselheira independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

A Sra. Camille Loyo Faria declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, a Sra. Camille Loyo Faria declara que não é considerada uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Caio Scantamburlo Costa - 776.864.115-91

O Sr. Caio é atualmente Chief Country Officer do Nomura Securities Brazil e Head of Latam Investment Banking. Executivo com mais de 20 anos de experiência em Investment Banking, com passagem por instituições globais como UBS, Deutsche Bank e ING, tendo executado mais de 70 transações incluindo fusões e aquisições, IPOs e emissão de dívida no mercado local e internacional. Seu histórico inclui inúmeras transações no setor de óleo e gás e infraestrutura no Brasil e exterior. Adicionalmente, o Sr. Caio foi auditor e consultor na Arthur Andersen e teve passagens por empresas familiares. O Sr. Caio é bacharel em Administração de Empresas pela Unifacs e MBA pela Darden Graduate School of Business na Universidade da Virginia. É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2021.

O Sr. Caio Scantamburlo Costa é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Caio Scantamburlo Costa declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Caio Scantamburlo Costa declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Felipe Wigg de Araujo - 071.561.247-65	
N/A	
Troy Patrick Finney - 837.003.905-72	
N/A	
Marcelo Campos Magalhães - 292.958.405-00	
N/A	
Rafael Procaci da Cunha - 069.504.527-05	
N/A	
João Vitor Moreira da Silva - 115.787.017-16	
N/A	
Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43	
N/A	
Leendert Lievaart - 102.069.871-37	
N/A	
Christopher J. Whyte - 061.492.307-75	

N/A

Eduardo de Britto Pereira Azevedo - 055.208.487-50

N/A

Eduardo Cintra Santos Filho - 800.810.455-49

N/A

Rafael Machado Neves - 124.110.527-82

N/A

Juan Fernando Domingues Blanco - 846.298.785-72

N/A

Davi Britto Carvalho - 781.176.075-49

N/A

Eduardo Cintra Santos - 064.858.395-34

N/A

Philip Arthur Epstein - 716.914.461-14

N/A

Camille Loyo Faria - 016.748.137-16

N/A

Caio Scantamburlo Costa - 776.864.115-91

N/A

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Leonardo Guimarães Pinto 082.887.307-01	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário não aderente à Instrução CVM nº 308/99 Contador	Outros Membro do Comitê de Auditoria	05/02/1979 23/02/2021	23/02/2021 0	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023 100%
Victor Low 000.000.000-00	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário não aderente à Instrução CVM nº 308/99 Contador	Outros Membro do Comitê de Auditoria	22/12/1959 23/02/2021	23/02/2021 0	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2023 100%
Rafael Machado Neves 124.110.527-82	Comitê Financeiro		Outros Administrador de Empresas Membro Suplente do Conselho de Administração	12/09/1987 22/07/2021	23/02/2021 2	2 anos encerrando-se na AGO de 2023 100%
Christopher J. Whyte 061.492.307-75	Comitê Financeiro		Outros Empresário Membro do Conselho de Administração	14/10/1956 22/07/2021	23/02/2021 7	2 anos encerrando-se na AGO de 2023 100%
Camille Loyo Faria 016.748.137-16	Comitê Financeiro		Presidente do Comitê Engenheira Química	19/07/1973 22/07/2021	22/07/2021 0	2 anos encerrando-se na AGO de 2023 100%
Membro Independente do Conselho de Administração						
Eduardo Cintra Santos 064.858.395-34	Outros Comitês Presidente do Comitê de Acompanhamento da Produção		Outros Engenheiro Presidente do Conselho de Administração	18/11/1954 22/07/2021	23/02/2021 10	2 anos encerrando-se na AGO de 2023 100%
Philip Arthur Epstein	Outros Comitês		Outros	23/06/1956	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
716.914.461-14	Comitê de Gestão de Pessoas	Empresário	Membro Independente do Conselho de Administração	22/07/2021	0	100%
Eduardo de Britto Pereira Azevedo	Outros Comitês		Outros	16/12/1980	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023
055.208.487-50	Comitê de Gestão de Pessoas	Economista	Membro do Conselho de Administração	22/07/2021	4	100%
Carlos Marcio Ferreira	Outros Comitês		Outros	28/05/1959	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023
016.712.938-43	Coordenador do Comitê de Auditoria	Contador	Membro Independente do Conselho de Administração	23/02/2021	0	100%
Eduardo Cintra Santos Filho	Outros Comitês		Outros	08/12/1984	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023
800.810.455-49	Presidente do Comitê de Acompanhamento da Produção	Administrador de Empresas	Presidente do Conselho de Administração	22/07/2021	10	100%
Leendert Lievaart	Outros Comitês		Outros	28/03/1947	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023
102.069.871-37	Membro do Comitê de Acompanhamento da Produção	Engenheiro	Vice-Presidente do Conselho de Administração	22/07/2021	2	100%
Christopher J. Whyte	Outros Comitês		Outros	14/10/1956	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023
061.492.307-75	Membro do Comitê de Acompanhamento da Produção	Empresário	Membro do Conselho de Administração	22/07/2021	7	100%
Carlos Marcio Ferreira	Outros Comitês		Outros	28/05/1959	23/02/2021	2 anos encerrando-se na AGO de 2023
016.712.938-43	Presidente do Comitê de Gestão de Pessoas	Contador	Membro Independente do Conselho de Administração	22/07/2021	0	100%

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões

Outros cargos/funções exercidas no emissor

Rafael Machado Neves 124.110.527-82	Outros Comitês Membro do Comitê de Acompanhamento da Produção	Outros Administrador de Empresas	Outros Membro Suplente do Conselho de Administração	12/09/1987 22/07/2021	23/02/2021 2	2 anos encerrando-se na AGO de 2023 100%
--	--	-------------------------------------	--	--------------------------	-----------------	---

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Leonardo Guimarães Pinto - 082.887.307-01

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 de administração de carteira de valores mobiliários 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., Membro do Comitê de Auditoria da Petrorecôncavo 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.

Victor Low - 000.000.000-00

Victor Low é Bacharel em Comércio, University of Columbia, Vancouver, Canadá e Contador profissional credenciado, contador geral certificado (Canadá CPA, CGA). Desde 1995 ocupa o cargo de Chief Financial Officer (CFO) da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil. 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.

Rafael Machado Neves - 124.110.527-82

Rafael Machado Neves - 124.110.527-82

Bacharel em Administração pelo IBMEC-RJ, possui MBA pela COPPEAD/UFRJ. Ingressou no time de Private Equity do Opportunity em 2020, onde atua na análise de novos investimentos e gestão do portfólio de companhias investidas. Antes de juntar-se ao Opportunity foi vice-presidente da Brookfield Financial Services no Brasil, braço do grupo canadense Brookfield em advisory services para investidores institucionais nas áreas de infraestrutura e real estate, e previamente fez parte da equipe do Banco Brasil Plural sendo o Investment Banker responsável pelas operações de M&A e mercado de capitais para o segmento imobiliário. 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.

Christopher J. Whyte - 061.492.307-75

Christopher J. Whyte - 061.492.307-75

O Sr. Whyte é presidente, CEO e diretor da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil, desde 1995. O Sr. Whyte foi diretor da Approach Resources Inc., uma empresa pública de petróleo e gás dos EUA, Winstar Resources Ltd. e Compass Petroleum Ltd., empresas públicas de petróleo e gás canadenses. O Sr. Whyte tem mais de 30 anos de experiência em vários cargos operacionais, executivos e financeiros, incluindo como Diretor Executivo e Diretor Financeiro, nos negócios de E&P e energia. O Sr. Whyte possui um B.A. na Universidade de Pittsburgh. 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.

Camille Loyo Faria - 016.748.137-16

Nascida em 19 de julho de 1973, a Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Tim. Antes disso atuou como 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 é considerada conselheira independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

A Sra. Camille Loyo Faria declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, a Sra. Camille Loyo Faria declara que não é considerada uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Eduardo Cintra Santos - 064.858.395-34

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal da Bahia - UFBA. É Sócio Gerente, Diretor e Responsável Técnico da Perbrás - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, uma das acionistas fundadoras da Companhia que atualmente possui participação acionária superior a 5%. Dentre outras, atuou como membro do conselho de administração da Brasil Telecom S.A., companhia aberta cuja principal atividade 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 Conselho de Administração desde abril de 2008, e como suplente do mesmo órgão desde a constituição da Companhia. Exerce também 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.

Philip Arthur Epstein - 716.914.461-14

Philip é um experiente executivo de empresa pública e gerente de investimentos que serviu como Presidente e CEO nas indústrias globais de energia e farmacêutica. Advogado formado em fusões e aquisições e valores mobiliários, Philip se concentrou em ajudar a fundar (ou reestrutar), 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 é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado.

O Sr. Philip Arthur Epstein declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Philip Arthur Epstein declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Eduardo de Britto Pereira Azevedo - 055.208.487-50

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. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2016 e membro do Comitê de Gestão de Pessoas desde 2021.

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.

Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43

Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43

Carlos Marcio Ferreira, executivo com mais de 26 anos de experiência em cargos de liderança, com foco nos últimos 17 anos no setor de energia elétrica. Iniciou sua carreira no setor de papel e celulose com a International Paper, alcançando o cargo de CFO após 27 anos de dedicação à empresa. Carlos mais tarde fez a transição no setor de energia, tornando-se COO por dois anos e CEO por cinco anos na Elektro, uma multinacional empresa de distribuição de energia elétrica. Por dois anos foi COO da CPFL, maior empresa privada brasileira de energia elétrica responsável por todos os serviços de distribuição, geração, comercialização e valor agregado. Em 2013, Carlos ingressou na Energisa e liderou por dois anos o programa de integração com o Grupo Rede, grande empresa brasileira de distribuição de energia elétrica, adquirida em 2014. Passou a ser COO do Grupo Energisa, quinta maior empresa privada de energia elétrica brasileira, e era responsável por todos os negócios do grupo com 13 distribuidoras, participando ativamente do Re-IPO da empresa em junho de 2016. Em junho de 2017, assumiu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENEVA SA, com dedicação ativa à empresa, orientando a gestão executiva na implementação da estratégia. Em 2019 passou a integrar o Conselho de Administração da Light S.A., empresa do ramo de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. É membro do Conselho de Administração, Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Comitê de Gestão de Pessoas da Companhia desde 2021.

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.

Eduardo Cintra Santos Filho - 800.810.455-49

Bacharel em Administração pela escola de Administração da UNIFACS na Bahia e Executive MBA pela Fundação do Cabral. É Diretor da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda, empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, onde ingressou nela em 2007, e atua desde então. Entre 2005 e 2007 trabalhou como estagiário e posteriormente administrador na FAVAB, Fábrica de Vaselina da Bahia – Empresa que atua na fabricação e comercialização para todo Brasil de diversos tipos de vaselinhas 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.

Leendert Lievaart - 102.069.871-37

Cidadão holandês, graduado em Engenharia de Minas (especialidade em Engenharia de Petróleo) pela Delft Technical University, na Holanda. Experiências anteriores incluem posições como Diretor Executivo da Shell Sakhalin, e Diretor de Desenvolvimento na Petrom Romania E&P. Em 2013, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A., uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde atualmente exerce a função de Vice-Presidente Executivo supervisionando o gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma. Exerce a função de Vice-Presidente do Conselho de Administração da Companhia desde 2019 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.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Leonardo Guimarães Pinto - 082.887.307-01	
N/A	
Victor Low - 000.000.000-00	
Rafael Machado Neves - 124.110.527-82	
Rafael Machado Neves - 124.110.527-82	
Christopher J. Whyte - 061.492.307-75	
Christopher J. Whyte - 061.492.307-75	
Camille Loyo Faria - 016.748.137-16	
Eduardo Cintra Santos - 064.858.395-34	
Philip Arthur Epstein - 716.914.461-14	
Eduardo de Britto Pereira Azevedo - 055.208.487-50	
Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43	
Carlos Marcio Ferreira - 016.712.938-43	
Eduardo Cintra Santos Filho - 800.810.455-49	
Leendert Lievaart - 102.069.871-37	

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

Nome	CPF	12.11 - Acordos /Seguros de administradores	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo				
<u>Administrador do emissor ou controlada</u>				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	PetroRecôncavo S.A.		03.342.704/0001-30 Pai ou Mãe (1º grau por consangüinidade)
Presidente do Conselho de Administração				
<u>Pessoa relacionada</u>				
Eduardo Figueira Santos (Espólio)	000.541.275-72	PetroRecôncavo S.A.		03.342.704/0001-30
Hoje, o Espólio de Eduardo Figueira Santos detém 3,6179% do capital votante da Companhia.				
<u>Observação</u>				
Eduardo Cintra Santos, Presidente do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Figueira Santos. Hoje, o Espólio de Eduardo Figueira Santos detém 3,6179% do capital votante da Companhia.				
<u>Administrador do emissor ou controlada</u>				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.		15.126.451/0001-47 Pai ou Mãe (1º grau por consangüinidade)
Presidente do Conselho de Administração				
<u>Pessoa relacionada</u>				
Eduardo Figueira Santos (Espólio)	000.541.275-72	Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.		15.126.451/0001-47
Hoje, o Espólio de Eduardo Figueira Santos detém 50,01% do capital votante da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., que, por sua vez, detém 7,4617% do capital votante da Companhia.				
<u>Observação</u>				
Eduardo Cintra Santos, Presidente do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Figueira Santos. Hoje, o Espólio de Eduardo Figueira Santos detém 3,6179% do capital votante da Companhia.				
<u>Administrador do emissor ou controlada</u>				
Eduardo Cintra Santos Filho	800.810.455-49	PetroRecôncavo S.A.		03.342.704/0001-30 Filho ou Filha (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
<u>Pessoa relacionada</u>				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	PetroRecôncavo S.A.		03.342.704/0001-30
Hoje, Eduardo Cintra Santos Filho, membro do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 3,6179% do capital votante da Companhia.				
<u>Administrador do emissor ou controlada</u>				

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

Nome	CPF	12.11 - Acordos /Seguros de administradores	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo				
Eduardo Cintra Santos Filho Membro do Conselho de Administração	800.810.455-49	ECS Administração e Participações Ltda.	14.579.718/0001-99	Filho ou Filha (1º grau por consangüinidade)
Pessoa relacionada				
Eduardo Cintra Santos	064.858.395-34	ECS Administração e Participações Ltda.	14.579.718/0001-99	
Observação				
Eduardo Cintra Santos Filho, Membro do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 99,99% do capital votante da ESC Administração e Participações Ltda., que, por sua vez, 49,99% da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., que, por sua vez, detém 7,4617% do capital votante da Companhia.				

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
-------------------------------	----------	--	----------------------------

Exercício Social 31/12/2021

Administrador do Emissor

Eduardo Cintra Santos 064.858.395-34 Subordinação Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. 15.126.451/0001-47
Diretor

Observação

Exercício Social 31/12/2020

Administrador do Emissor

Eduardo Cintra Santos 064.858.395-34 Subordinação Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. 15.126.451/0001-47
Diretor

Observação

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2019Administrador do Emissor

Eduardo Cintra Santos 064.858.395-34 Subordinação Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. 15.126.451/0001-47
Diretor

Observação

12. Assembléia e administração / 12.11 - Acordos /Seguros de administradores

12.11 – Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

A Companhia contratou apólice de seguro de responsabilidade civil de conselheiros e diretores (D&O) junto à Austral Seguradora S.A., com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2022 até 1º de fevereiro de 2023. 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\$ 172.417,80 (cento e setenta e dois mil quatrocentos e dezessete reais e oitenta 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 1º de abril de 2021, foi aprovada a celebração de compromissos de indenidade com os administradores da PetroRecôncavo, incluindo os membros suplentes do Conselho de Administração. Nos termos do Contrato de Indenidade, a Companhia ficará imediatamente liberada de suas obrigações com relação a um evento indenizável, caso o beneficiário em questão, a qualquer tempo, total ou parcialmente, por ação ou omissão: (i) tenha atuado fora do exercício de suas atribuições, com má-fé, dolo, mediante fraude ou em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da Companhia, ou com culpa comprovada decorrente de grave negligência, imprudência ou imperícia; (ii) não coopere com a Companhia no atendimento às fiscalizações, investigações, pedidos de informações e em defesas, conforme requerido pela Companhia ou seus advogados constituídos; (iii) não forneça todos os documentos e informações que estiverem em seu poder e que sejam solicitados pela Companhia ou seus advogados constituídos, para a condução da defesa ou preservação de direitos; (iv) desista das defesas apresentadas ou tenha qualquer conduta que possa prejudicar a sua elaboração ou condução, bem como a sustentação das teses cabíveis, incluindo o não comparecimento em audiências; (v) não dê ciência tempestivamente à Companhia e/ou aos seus advogados constituídos de toda e qualquer comunicação recebida de qualquer autoridade, encaminhando prontamente qualquer notificação, intimação, citação, decisão, acórdão, ou qualquer outro documento recebido. Considerando os prazos exígues de impugnação/recurso/defesa, considerar-se-á inequivocamente tempestivo o envio, pelo beneficiário; (vi) não mantenha zelo e cuidado no recebimento de documentos, citações e intimações de qualquer autoridade, os quais podem ser enviados pelos correios ao domicílio do beneficiário, ou, na hipótese de investigação ou de processo em curso, deixe de manter pessoas autorizadas a receber correspondências em seu nome na hipótese de sua ausência; ou (vii) celebre ou adira a qualquer acordo com autoridades, não autorizado nos termos do Contrato de Indenidade. Sempre que o Beneficiário tomar ciência de qualquer ato, fato ou omissão que possa gerar um evento indenizável, o beneficiário deverá enviar à Companhia uma descrição detalhada de tal evento, bem como toda e qualquer comunicação recebida de qualquer órgão, autoridade ou tribunal administrativo, judicial ou arbitral com jurisdição sobre a Companhia, nos termos do Capítulo 4 do Contrato de Indenidade.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

12.12 – Outras informações relevantes

Apresentamos abaixo, com relação às Assembleias Gerais da Companhia realizadas nos últimos três anos, (i) data de realização; (ii) eventuais casos de instalação em segunda convocação; e (iii) quórum de instalação:

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 25 de março de 2019, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (a) celebração, pela Companhia e/ou por qualquer de suas controladas, do contrato de compra e venda e outros documentos relacionados referente ao Projeto Topázio, bem como das operações, direitos e obrigações previstas nos Contratos, incluindo eventual obtenção de financiamento e outorga de garantias pela Companhia e/ou qualquer de suas controladas no âmbito do Projeto Topázio, conforme detalhado na documentação disponível na sede da Companhia; (b) aumento do capital social da Companhia no valor de até R\$620.000.000,00 (seiscentos e vinte e milhões de reais), de acordo com os critérios de avaliação autorizados pelo artigo 170, parágrafo 1º da Lei nº 6.404/76, e conforme detalhado na Proposta da Administração disponível na sede da Companhia; (c) reforma e consolidação do estatuto social da Companhia para refletir a alteração do capital social indicada no item (b) acima, caso aprovada pelos acionistas da Companhia; (d) autorização aos Diretores da Companhia para que pratiquem todos os atos necessários à implementação e formalização das deliberações propostas, caso aprovadas pelos acionistas da Companhia, incluindo a orientação de voto do representante da Companhia em Assembleia Geral de qualquer controlada da Companhia no sentido de: (i) aprovar as matérias indicadas no item (a) acima no âmbito da controlada; e (ii) aprovar o aumento de capital da controlada mediante a subscrição e integralização de novas ações pela Companhia.

Assembleia Geral Ordinária, realizada no dia 1º de agosto de 2019, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Tomar as contas dos administradores e examinar, discutir e votar as Demonstrações Financeiras, o Relatório da Administração e o Parecer dos Auditores Independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018; (ii) Deliberar sobre a destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2018; (iii) Eleger os membros do Conselho de Administração da Companhia; e (iv) Definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria para o exercício de 2019.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 22 de novembro de 2019, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: Examinar, discutir e votar a respeito da cisão parcial da Companhia (“Cisão Parcial”) com versão da parcela cindida da Companhia para a Potiguar E&P, sociedade anônima com sede na Rua Artur Paula, Nº 2, Nova Betânia, Mossoró – RN, CEP 59612-120, inscrita no CNPJ/ME sob nº 30.759.670/0001-57, com seus atos constitutivos arquivados na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte sob NIRE 24300012977 e, para tanto, deliberar sobre (i) a ratificação e aprovação da contratação da empresa especializada responsável pela elaboração do laudo de avaliação da parcela cindida da Companhia; (ii) a aprovação do laudo de avaliação do acervo líquido objeto da Cisão Parcial, elaborado pela empresa especializada; (iii) aprovação dos termos e condições do Protocolo e Justificação da Cisão Parcial da Companhia; (iv) aprovação da Cisão Parcial da Companhia, nos termos do Protocolo e Justificação da Cisão Parcial da Companhia; (v) aprovação da redução do capital social da Companhia em decorrência da Cisão Parcial; (vi) aprovação da nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia, em decorrência da redução do capital social da Companhia; e (vii) autorização aos administradores para realizarem todos os atos necessários à efetivação da Cisão Parcial.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 03 de fevereiro de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) aprovação da homologação parcial do aumento de

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

capital da Companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 25 de março de 2019; (ii) aprovação da subscrição e integralização de novas ações preferenciais, sem direito a voto, a serem emitidas em razão do aumento de capital em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia ("Programa para Executivos") e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia ("Programa para Gestores"); e (iii) aprovação da nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada no dia 30 de junho de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Em Assembleia Geral Ordinária: (a) Tomar as contas dos administradores e examinar, discutir e votar as Demonstrações Financeiras, o Relatório da Administração e o Parecer dos Auditores Independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (b) Deliberar sobre a destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (ii) Em Assembleia Geral Extraordinária: (a) Definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria para o exercício de 2020; (b) Deliberar sobre o aumento de capital da Companhia em R\$ 1.014.338,82 (um milhão, quatorze mil, trezentos e trinta e oito reais e oitenta e dois centavos), mediante a emissão de novas ações preferenciais, sem direito a voto, em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia; (c) Aprovar a nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia; e (d) Tomar ciência da renúncia e eleição de membro suplente do Conselho de Administração.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 30 de junho de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Em Assembleia Geral Ordinária: (a) Tomar as contas dos administradores e examinar, discutir e votar as Demonstrações Financeiras, o Relatório da Administração e o Parecer dos Auditores Independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (b) Deliberar sobre a destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019; e (ii) Em Assembleia Geral Extraordinária: (a) Definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria para o exercício de 2020; (b) Deliberar sobre o aumento de capital da Companhia em R\$ 1.014.338,82 (um milhão, quatorze mil, trezentos e trinta e oito reais e oitenta e dois centavos), mediante a emissão de novas ações preferenciais, sem direito a voto, em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia; (c) Aprovar a nova redação do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia; e (d) Tomar ciência da renúncia e eleição de membro suplente do Conselho de Administração.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada no dia 27 de agosto de 2020, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações: (i) Tomar conhecimento da aquisição e do cancelamento de ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da própria Companhia e modificar o Estatuto Social da Companhia para refletir alteração no artigo 5º em decorrência do cancelamento de ações; (ii) Deliberar sobre o aumento de capital da Companhia em R\$ 1.967.635,20 (um milhão, novecentos e sessenta e sete mil, seiscentos e trinta e cinco reais e vinte centavos), mediante a emissão de novas ações preferenciais, nominativas, sem valor nominal e sem direito a voto, em razão do Programa de Incentivo para Executivos da Companhia e do Programa de Incentivo para Gestores da Companhia; e (iii) Aprovar a alteração do Estatuto Social da Companhia para refletir a nova redação do artigo 5º em razão do aumento do capital social, caso aprovado.

Assembleia Especial de Preferencialistas, realizada no dia 23 de fevereiro de 2021, quórum de instalação de 100% em primeira convocação. Deliberações sobre a conversão das ações preferenciais de emissão da Companhia em ações ordinárias, na proporção de 1 (uma) ação

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

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 na razão de 1:2; (iv) deliberar a respeito da consolidação do Programa de Incentivo para Executivos e do Programa de Incentivo para Gestores em novo programa, denominado "Programa de Incentivo Consolidado"; (v) deliberar a respeito do limite máximo global de ações objeto do Programa de Incentivo Consolidado; (vi) deliberar a respeito da retificação do montante da remuneração global anual dos administradores para o exercício social iniciado em 1º de janeiro de 2021; (vii) aprovar a alteração do artigo 8 (h) do Estatuto Social; (viii) aprovar a alteração do *caput* do artigo 13 do Estatuto Social; (ix) aprovar a alteração da redação do artigo 17 (h) do Estatuto Social; (x) aprovar a alteração do artigo 17 (cc) do Estatuto Social; (xi) aprovar a inclusão do item (gg) ao artigo 17 do Estatuto Social, para acrescentar atribuições às competências do Conselho de Administração; (xii) deliberar a respeito da alteração do número mínimo de Diretores; (xiii) deliberar a respeito das atribuições dos Diretores sem designação específica; (xiv) deliberar a respeito do número máximo de membros e do prazo de mandato do Comitê de Auditoria Estatutário; (xv) deliberar a respeito do limite máximo da Reserva para Investimento e Expansão; (xvi) aprovar a alteração da redação do *caput* do artigo 38 do Estatuto Social; (xvii) consolidar o Estatuto Social; e (xviii) autorizar a administração a praticar atos e celebrar documentos convenientes ou necessários à implementação das deliberações tomadas nesta Assembleia Geral.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

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.

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

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

mais rigoroso deles, exigindo maior grau de práticas de governança corporativa dentre os três segmentos.

As companhias que ingressam no Novo Mercado submetem-se, voluntariamente, a determinadas regras mais rígidas do que aquelas presentes na legislação brasileira, obrigando-se, por exemplo, a emitir apenas ações ordinárias; manter em circulação, no mínimo, 25% do capital social ou 15% do capital social, desde que o volume financeiro médio diário de negociação das ações da companhia se mantenha igual ou superior a R\$25.000.000,00, considerados os negócios realizados nos últimos 12 meses; constituir um Comitê de Auditoria; aprovar regimento interno do Conselho de Administração e de seus comitês de assessoramento; instituir área de controles internos na Companhia, entre outros. A adesão ao Novo Mercado se dá por meio da assinatura de contrato entre a Companhia e a B3, além da adaptação do estatuto da Companhia de acordo com as regras contidas no Regulamento do Novo Mercado.

Ao assinar os contratos, as companhias devem adotar as normas e práticas do Novo Mercado. As regras impostas pelo Novo Mercado visam a conceder transparência com relação às atividades e situação econômica das companhias ao mercado, bem como maiores poderes para os acionistas minoritários de participação na administração das companhias, entre outros direitos.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

13.1 Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

- (a) **objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado;**

O principal objetivo da estrutura de remuneração da Companhia é estabelecer um sistema de remuneração da Administração que auxilie no desenvolvimento de uma cultura de alta performance, mantendo no longo prazo pessoas importantes para o crescimento da Companhia, garantindo a contratação e a retenção das melhores pessoas, assegurando o alinhamento dos interesses dos administradores com os dos acionistas e demais stakeholders e estimulando o pessoal-chave da Companhia ao cumprimento de suas metas corporativas.

No caso dos diretores estatutários, a existência da prática de remuneração variável permite o compartilhamento do risco e do resultado da Companhia com seus principais executivos, característica de uma política voltada para o alcance de resultados duradouros e a perpetuidade da Companhia.

Para os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, não há práticas de remuneração variável, focando-se apenas os componentes fixos, em linha com as práticas usuais do mercado.

O valor global da remuneração dos administradores é fixado anualmente pela Assembleia Geral de acionistas, sendo competência do Conselho de Administração alocar o valor de tal remuneração entre os diferentes órgãos e/ou membros que o compõem e dispor sobre a sua distribuição em distintos componentes, incluindo a remuneração individual de cada membro da Diretoria e do próprio Conselho de Administração. A Assembleia Geral também deverá fixar o valor global da remuneração do Conselho Fiscal, obedecidas as diretrizes legais aplicáveis.

Com relação ao Conselho Fiscal, ele não esteve instalado nos últimos três exercícios sociais, mas caso venha a ser instalado, sua remuneração observará o disposto na lei e será objeto de deliberação pela assembleia geral que instale o órgão.

A Política de Remuneração de Administradores, aprovada pelo Conselho de Administração em reunião de 1º de abril de 2021, está disponível nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br

- (b) **composição da remuneração, indicando:**

- i. **descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles;**

Conselho de Administração

Os membros do Conselho de Administração fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), que será determinada de acordo com o padrão de mercado, a qual tem por objetivo reconhecer e refletir o valor do cargo internamente e externamente, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho de Administração da Companhia. O valor anual global da remuneração dos administradores, compreendendo os membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária, é fixado na Assembleia Geral Ordinária e distribuído pelo Conselho de Administração.

Não haverá remuneração baseada em participação em reuniões, e a remuneração variável dos conselheiros não será atrelada a resultados de curto prazo.

Os membros do Conselho de Administração que participarem de Comitês poderão fazer jus ao recebimento de remuneração adicional pela função exercida, conforme deliberação do Conselho de Administração.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

Diretoria Estatutária e Não Estatutária

A remuneração da Diretoria é uma ferramenta efetiva de atração, motivação e retenção dos Diretores, sendo estruturada de forma justa e compatível com as funções e os riscos inerentes ao cargo, de modo a proporcionar o alinhamento de seus interesses com os interesses de longo prazo da Companhia. Os membros da Diretoria fazem jus a remuneração fixa e variável.

Remuneração Fixa

Pró-labore ou Salário. Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), a qual é definida de acordo com a responsabilidade de cada cargo e em linha com as melhores práticas do mercado.

Benefícios. A remuneração acima destacada poderá, conforme o caso, ser complementada por benefícios diretos ou indiretos, quais sejam: assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, previdência privada, vale refeição e vale alimentação.

A remuneração fixa tem como objetivo remunerar a atuação de cada diretor de acordo com o seu escopo de atuação e senioridade.

Os Diretores Estatutários não recebem remuneração por participação em comitês.

Remuneração Variável

(i) Participação nos resultados – PLR

A remuneração variável de curto prazo das Diretorias Estatutária e Não Estatutária é composta por montante anual baseado no atingimento de metas e objetivos estratégicos da Companhia. Tem como objetivo remunerar os resultados atingidos pelos Diretores Estatutários e Não Estatutários (em conjunto, "Diretores") de acordo com seu desempenho e retorno para a Companhia.

A remuneração variável de curto prazo consiste no pagamento de bônus e/ou no pagamento de participação nos resultados – PLR. Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária não fazem jus à remuneração por participações em reuniões e comissões.

(ii) Remuneração de Longo Prazo Baseada em Ações

Os Diretores e determinados empregados da Companhia e de suas sociedades controladas diretas 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, 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.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

Para mais informações sobre o Programa de Incentivo Consolidado e sobre o Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas, vide item 13.4 deste Formulário de Referência.

Benefícios pós-emprego

A Companhia realiza contribuições a um plano de previdência privada VGBL ou PGBL, de mercado, a ser indicado pelos Diretores Estatutários, por meio de depósitos no montante de 8% do pro-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, sua remuneração deverá ser inteiramente composta por elemento fixo, correspondente a honorários mensais. Na fixação desses honorários, deverão ser obedecidas as diretrizes da lei, que determina que a remuneração dos membros do Conselho Fiscal não pode ser inferior a 10% da remuneração média dos diretores, sem computar benefícios, verbas de representação e participação nos lucros.

Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração

Companhia possui Comitê de Auditoria estatutário. Além disso, na Reunião do Conselho de Administração realizada em 22 de julho de 2021, foram criados os Comitês de (i) Finanças; (ii) Gestão de Pessoas; e (iii) 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.

ii. em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento na remuneração total;

A proporção de cada elemento na remuneração total nos últimos três exercícios sociais foi a seguinte:

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2021			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Salário ou pró-labore	83%	26%	40%
Benefícios direto ou indireto	0%	1%	0%
Participação em Comitês/reuniões	0%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	14%	15%
Participação de resultados	0%	20%	16%
Remuneração baseada em ações	0%	28%	10%
Outros	17%	11%	19%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	100,00%

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/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%	18%	20%
Remuneração baseada em ações	0%	35%	18%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	100,00%

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2019			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária
Salário ou pró-labore	100%	60%	0%
Benefícios direto ou indireto	0%	4%	0%
Participação em Comitês/reuniões	0%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	0%	0%
Participação de resultados	0%	36%	0%
Remuneração baseada em ações	0%	0%	0%
Outros	0%	0%	0%
Total da Remuneração	100,00%	100,00%	0%

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração;

Em regra, a remuneração tem seus valores fixos reajustados em linha com o padrão de mercado, de acordo com a Política de Remuneração de Administradores vigente e de forma que se mantenha adequada às práticas de mercado para os profissionais com experiência semelhante, em empresas do mesmo porte e/ou setor que a Companhia.

Conselho de Administração

A remuneração dos membros do Conselho de Administração é exclusivamente composta por elemento fixo, como forma de compensação dos conselheiros pelo seu papel contínuo de supervisão.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

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 recomendadas a empresas especializadas, sendo o referido trabalho supervisionado pela área de Recursos Humanos da Companhia.

(i) o pro-labore/ salário mensal é fixado pelo Conselho de Administração levando-se em conta comparações com as práticas do mercado, as quais são reavaliadas de tempos em tempos através da contratação de pesquisas de mercado, sendo reajustado periodicamente conforme a variação de índices de inflação e/ou condições de mercado. O último estudo de mercado realizado para fins de determinação da política de remuneração da Companhia utilizou uma amostra de 53 empresas do setor de petróleo e gás natural, mais 150 empresas de diversos portes e setores, contemplando empresas do mercado geral com faturamento bruto anual mediano de R\$ 2 bilhões; (ii) os benefícios diretos e indiretos expressam valores pré-determinados pelo seu preço de mercado, sendo custeados pela Companhia; (iii) os benefícios pós-emprego correspondem a uma contribuição da empresa no valor de 8% do salário mensal dos Diretores Estatutários em fundos de previdência privada do tipo VGBL; e (iv) o bônus é calculado conforme os parâmetros descritos nos subitens "c" e "d" abaixo, nos limites previamente fixados a cada ano pelo Conselho de Administração, com base em valores-alvo de bonificação estabelecidos para cada Diretor, conforme o atendimento das metas aprovadas por aquele órgão, que também é responsável pela aprovação final do valor a ser pago a cada Diretor.

Comitês

A remuneração dos Comitês tem seus valores fixos reajustados em linha com o padrão de mercado, de acordo com a Política de Remuneração de Administradores vigente e de forma que se mantenha adequada às práticas de mercado para os profissionais com experiência semelhante.

Conselho Fiscal

A remuneração do Conselho Fiscal é fixada pela Assembleia Geral de acionistas, obedecidas as diretrizes da lei, que determina que a remuneração dos membros do Conselho Fiscal não pode ser inferior a 10% da remuneração média dos diretores, sem computar benefícios, verbas de representação e participação nos lucros.

iv. razões que justificam a composição da remuneração; e

Os membros do Conselho de Administração deverão ser compensados tendo em vista a sua função de supervisão geral dos negócios e atividades da Companhia, resultando, portanto, na necessidade de um pagamento fixo para que seja mantida, de forma constante, a serenidade na avaliação dos rumos e decisões estratégicas da Companhia.

No que se refere à Diretoria Estatutária, a Companhia entende que os principais executivos encarregados de implementar as estratégias e negócios da Companhia precisam, por um lado, sentir-se constantemente estimulados e motivados, donde surge a necessidade um componente fixo atrativo, bem como a prática de oferecimento de benefícios comumente observados no mercado. Por outro lado, é também preciso oferecer estímulos para que as metas de negócio da Companhia sejam atingidas, justificando assim a prática de pagar remuneração variável e pagamento baseado em ações como parte significativa da compensação dos Diretores.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

Os membros dos Comitês podem ser compensados tendo em vista a sua função de assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia, resultando, portanto, na necessidade de um pagamento fixo para que seja mantida, de forma constante, a serenidade na avaliação estratégica de aspectos específicos da condução dos negócios da Companhia.

Os membros do Conselho Fiscal devem unicamente ser compensados pelo ofício prestado à Companhia durante o seu mandato, de forma constante, por isso justificando um pagamento integralmente fixo.

v. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato.

Não há membros titulares do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal ou de comitês estatutários não remunerados.

(c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A remuneração do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal não está baseada em qualquer indicador de desempenho.

Para avaliação do desempenho da Diretoria, o Conselho de Administração faz uma avaliação anual do atendimento a metas estabelecidas de forma global para a Companhia e individualmente para cada Diretor. Esses indicadores poderão ser objetivos (quantitativos) ou subjetivos (qualitativos), sendo previamente estabelecidos pelo Conselho de Administração a cada ano. Atualmente, os indicadores objetivos utilizados são a produção (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 ESG 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 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, considerando o atingimento de metas corporativas da Companhia, 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.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

(e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;

A remuneração fixa e variável visa estimular, em conjunto com a remuneração baseada em ações, a melhor gestão, atratividade e retenção dos membros da administração, buscando ganhos pelo comprometimento com os resultados de curto e médio prazo.

Além disso, os planos de remuneração baseados em ações conferem aos seus beneficiários a possibilidade de se tornarem acionistas da Companhia, estimulando-os a trabalhar na otimização de todos os aspectos que possam valorizar a Companhia de modo sustentável no longo prazo. Ao permitirem que os executivos e os empregados-chave da Companhia se tornem seus acionistas, os planos de remuneração baseados em ações descritos no item 13.4 deste Formulário de Referência possibilitam, no longo e médio prazos: (i) a criação de maior incentivo para o cumprimento das metas estabelecidas; (ii) o incentivo à retenção de talentos (iii) o aumento do comprometimento dos colaboradores beneficiados aos resultados da Companhia, estimulando a expansão dos negócios; e (iv) a promoção do bom desempenho da Companhia e a defesa dos interesses dos acionistas por meio de um comprometimento de longo prazo por parte dos colaboradores da Companhia.

(f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos;

Os Diretores Estatutários recebem mensalmente da subsidiária Recôncavo E&P S.A. o valor equivalente a um salário-mínimo.

Durante os anos de 2018 a 2021, o Diretor de Operações, Troy Patrick Finney, recebeu o valor equivalente a, aproximadamente, US\$ 2.000 mensais, através da PetroSantander Management Inc., empresa do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxembourg. Os supracitados valores eram pagos, posteriormente, pela Companhia para a PetroSantander Management Inc.

(g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor;

Nos termos dos planos de incentivo baseados em ações da Companhia descritos no item 13.4 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 Contratos de Outorga de Ações Diferidas em vigor poderão, a critério do Conselho de Administração da Companhia, (i) ser transferidos para entidade sucessora; ou (ii) ter seus prazos e condições de liquidação antecipados, conforme aplicável;

- ii. 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.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

(d) 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 Gestão de Pessoas 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

Com relação à metodologia utilizada para fixação da remuneração individual dos Administradores, a Companhia utiliza estudos periódicos de consultorias especializadas para verificação das práticas de empresas do mesmo setor, assim como empresas de porte e características similares à Companhia.

iii. com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor.

O Conselho avalia a adequação da política de remuneração quando o considera adequado. Normalmente acontece uma vez por ano.

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2022 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	12,00	3,00	0,00	15,00
Nº de membros remunerados	9,00	3,00	0,00	12,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.700.000,00	4.876.362,00	0,00	7.576.362,00
Benefícios direto e indireto	0,00	239.074,56	0,00	239.074,56
Participações em comitês	1.440.000,00	0,00	0,00	1.440.000,00
Outros	828.000,00	975.272,40	0,00	1.803.272,40
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	4.207.396,00	0,00	4.207.396,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	841.479,20	0,00	841.479,20
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	10.457.219,04	0,00	10.457.219,04
Observação	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem 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	4.968.000,00	21.596.803,20	0,00	26.564.803,20

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,17	3,00	0,00	14,17
Nº de membros remunerados	5,50	3,00	0,00	8,50
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.052.000,00	4.335.883,00	0,00	6.387.883,00
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	410.000,00	574.000,00	0,00	984.000,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.294.000,00	0,00	2.294.000,00
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	1.100.000,00	0,00	1.100.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	4.402.000,00	0,00	4.402.000,00
Observação	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem 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	2.462.000,00	16.100.136,02	0,00	18.562.132,02

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
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				
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				
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 número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem 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	10.874.523,00	0,00	11.234.523,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - 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
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	360.000,00	3.260.000,00	0,00	3.620.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	196.000,00	0,00	196.000,00
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				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	1.980.000,00	0,00	1.980.000,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual nos termos da metodologia apresentadano Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste irem 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	5.436.000,00	0,00	5.796.000,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

13.3 – Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Remuneração variável prevista para o Exercício Social de 2022				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	12,00	3,00	0,0	15,00
Nº de membros remunerados	9,00	3,00	0,0	12,00
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 fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	6.311.094,00	0,00	6.311.094,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	0,00	4.207.396,00	0,00	4.207.396,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

Remuneração variável total para o Exercício Social findo de 2021				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,17	3	0,0	14,17
Nº de membros remunerados	5,50	3	0,0	8,50
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	0,0	0,0	0,0
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	4.043.400	0,0	4.043.400
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	0,0	3.369.500	0,0	3.369.500

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

Remuneração variável – Exercício social findo em 31/12/2020				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,0	3,0	0,0	7,0
Nº de membros remunerados	2,0	3,0	0,0	5,0
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	1.510.179,00	0,00	1.510.179,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,00	1.510.179,00	0,00	1.510.179,00
Valor efetivamente reconhecido no resultado	0,00	1.510.179,00	0,00	1.510.179,00
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	3.655.200,00	0,00	3.655.200
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	0,00	3.046.000,00	0,00	3.046.000
Valor efetivamente reconhecido no resultado	0,00	1.893.742,00	0,00	1.893.742,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

Remuneração variável – Exercício social findo em 31/12/2019				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,0	3,0	0	7,0
Nº de membros remunerados	2,0	3,0	0	5,0
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	0,0	0,0	0,0	0,0
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,0	0,0	0,0	0,0
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,0	3.655.200	0,0	3.655.200
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	0,0	3.046.000	0,0	3.046.000
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	0,0	1.980.000	0,0	1.980.000

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

13.4 – Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

(a) Termos e condições gerais;

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

A elegibilidade de determinado Participante não lhe assegura a participação no Programa, sendo certo que esta somente se tornará efetiva (i) a cada ano, após formalização de convite escrito enviado pelo Conselho de Administração da Companhia, o qual conterá as metas individuais e corporativas que lhe forem definidas, o período de sua apuração, bem como respectivos valores a que o Participante terá direito de receber na hipótese de atingimento das metas, ou (ii) conforme venha a ser decidido pelo Conselho de Administração, na hipótese de incentivos relacionados ao atingimento de metas de curto prazo.

Nos termos do Programa, tendo como propósito o alinhamento de expectativas entre seus Participantes e a Companhia e visando a incentivar o engajamento daqueles em prol da obtenção de resultados positivos para a Companhia no médio e longo prazos, a PetroRecôncavo poderá recompensar os Participantes, mediante o atingimento das metas que lhes forem definidas, com os seguintes benefícios: (i) pagamento de bônus anual em dinheiro, (ii) entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia, (iii) opção para subscrição adicional de ações ordinárias de emissão da Companhia, (iv) outorga de ações diferidas; e/ou (v) *matching* de ações ordinárias de emissão da Companhia.

Em relação aos benefícios aplicáveis a este item 13.4:

Entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia: Na hipótese de atingimento total ou proporcional das metas anuais, o Participante fará jus a receber certa quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia (“Ações”), em lote a ser determinado (“Lote Outorgado”). A primeira determinação acerca do direito de recebimento de um Lote Outorgado somente ocorrerá após a apuração acumulada das metas anuais definidas para cada exercício social.

Opção de Subscrição Adicional: Caso a apuração das metas anuais definidas para determinado exercício habilite o Participante a receber um Lote Outorgado, o Participante passará a ter uma opção de subscrever, adicionalmente (“Opção de Subscrição Adicional”), um lote de Ações equivalente a até 50% das Ações objeto do Lote Outorgado recebido no respectivo ano (“Lote Subscrito”).

Matching de Ações: O Conselho de Administração poderá, a seu exclusivo critério, outorgar a determinados Participantes o direito de, mediante o exercício da Opção de Subscrição Adicional pelos referidos Participantes do *matching* e a efetiva subscrição e integralização da totalidade das Ações objeto do respectivo Lote Subscrito, receber um lote adicional de Ações em quantidade idêntica à quantidade de Ações objeto do Lote Subscrito pelo Participante do *matching* em decorrência do exercício Opção de Subscrição Adicional.

Outorga de Ações Diferidas: A Companhia poderá, a exclusivo critério do Conselho de Administração, outorgar aos Participantes ou a determinado grupo deles o direito de receber Ações de emissão da Companhia a título não oneroso (“Ações Diferidas”), admitida a outorga de Ações Diferidas sob condição suspensiva.

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

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

Companhia, que estabelece as condições gerais para a outorga de opções de compra de ações aos administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia, nomeados pelo Conselho de Administração ou pelo Comitê, sendo certo que cada opção de compra concede ao beneficiário o direito de adquirir uma ação de emissão da Companhia. O referido Plano de Opção de Compra de Ações foi alterado, uma única vez, por aprovação unânime dos acionistas da PetroRecôncavo em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 10 de outubro de 2013 (“Plano”).

Em virtude do desdobramento de ações de emissão da companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de abril de 2021 (vide item 12.12 deste Formulário de Referência), foi consignado na referida Assembleia Geral Extraordinária que os números de ações referentes às opções de compra de ações de emissão da Companhia já outorgadas ao amparo do Plano e ainda não exercidas até 1º de abril de 2021 serão ajustados proporcionalmente, de modo a refletir o desdobramento das ações de emissão da Companhia. Em outras palavras, cada opção de compra objeto do Plano passará a conceder ao beneficiário o direito de adquirir o número ajustado de 2 (duas) ações de emissão da Companhia.

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, até o momento, 3 (três) Programas de Opção de Compra de Ações, no âmbito do Plano, nos seguintes termos e condições:

	1º Programa	2º Programa	3º Programa
Data de Aprovação	10/10/2013	25/07/2014	13/05/2016
Classe das Ações	Ordinária.	Ordinária.	Ordinária
Beneficiários	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.
Quantidade de Opções	332.243 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).	332.243 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).	269.500 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).
Período 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 Exercício	R\$20,73 cada opção.	R\$21,41 cada opção.	R\$14,81 cada opção.

Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas: os acionistas da Companhia aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2022, o Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas, que disciplina a concessão de incentivos de longo prazo para os Diretores Estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas (“Participantes”), de forma a permitir o alinhamento de interesses dos Participantes em diferentes horizontes de tempo, ao estabelecer períodos de vesting sucessivos para cada outorga e fixar regras aplicáveis ao desligamento dos Participantes (“Plano de Incentivo”).

A outorga das Ações Restritas aos Participantes será realizada mediante a celebração do respectivo contrato de outorga (“Contrato de Outorga”) entre a Companhia e cada um dos Participantes.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

Para cada Programa, o Diretor-Presidente recomendará e o Conselho de Administração, com o auxílio do Comitê de Gestão de Pessoas, 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.

Em relação aos benefícios aplicáveis a este item 13.4:

Entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia: Observado o limite global de outorga, a quantidade máxima de ações restritas 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 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 será entregue ao Participante a não ser que todas as exigências legais, regulamentares e contratuais tenham sido integralmente cumpridas.

(b) Principais objetivos do plano;

Programa: tem como propósito o alinhamento de expectativas entre seus Participantes e a Companhia e visa a incentivar o engajamento daqueles em prol da obtenção de resultados positivos para a Companhia nos médio e longo prazos. A PetroRecôncavo, ainda, busca recompensar seus Participantes pelo atingimento de metas.

Plano de Opção: visa a, por meio da outorga de opções para a aquisição de ações de emissão da Companhia, atrair e reter colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas diretas e indiretas, assim como incentivar a maior integração de tais colaboradores, dando-lhes a oportunidade de se tornarem acionistas da Companhia, ou ainda de aumentarem sua participação societária, obtendo um maior alinhamento de interesses e compartilhando, deste modo, o sucesso ao atingir os seus objetivos sociais.

Plano de Incentivo: tem como propósito o alinhamento de expectativas entre seus Participantes e a Companhia e visa a incentivar o engajamento daqueles em prol da obtenção de resultados positivos para a Companhia nos médio e longo prazos. A PetroRecôncavo, ainda, busca recompensar seus Participantes pelo atingimento de metas.

(c) Forma como o plano contribui para esses objetivos;

Ao possibilitarem que os Participantes da Companhia se tornem seus acionistas, o Programa o Plano de Opção e o Plano de Incentivo objetivam: (i) a criação de maior incentivo para o cumprimento das metas estabelecidas; (ii) o aumento do comprometimento dos beneficiários do Plano e do Programa com os resultados da Companhia, estimulando a expansão dos negócios; (iii) o incentivo à retenção de talentos; e (iv) a promoção do bom desempenho da Companhia e a defesa dos interesses dos acionistas por meio de um comprometimento de longo prazo por parte dos Participantes e colaboradores da Companhia.

Atinge-se, ainda, por meio deste modelo, o compartilhamento de riscos e ganhos da Companhia, por meio da valorização das ações adquiridas a partir do exercício das opções outorgadas e Ações entregues.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

(d) Como o plano se insere na política de remuneração do emissor;

A Política de Remuneração de Administradores estabelece as regras e diretrizes a serem observadas e aplicadas para determinar a remuneração dos administradores visando a atrair, manter e reconhecer os profissionais de grande qualificação na administração da Companhia.

Desse modo, o Plano e o Programa visam à manutenção de um nível de competitividade adequado aos negócios da Companhia e ao contexto do mercado em que atua.

(e) Como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;

O Plano de Opção, o Plano de Incentivo e o Programa possuem como critério principal para exercício de opções e entrega de Ações a divisão em tranches periódicos e a existência de períodos de carência e a definição de metas a serem atingidas pelos Participantes, respectivamente, que fazem com que os beneficiários se comprometam com a constante valorização das ações da Companhia, no curto, médio e longo prazos.

Adicionalmente, como condição para que possam ser escolhidos pelo Conselho de Administração para cada programa do Plano de Incentivo, os Participantes que ocuparem os cargos de (i) diretor presidente ou diretor executivo deverão deter um número de ações de emissão da Companhia equivalente a um montante correspondente a, no mínimo, 24 (vinte e quatro) vezes o valor do salário ou honorário mensal nominal do Participante; e (ii) os Participantes que ocuparem os cargos de diretor celetista deverão deter um número de ações de emissão da Companhia equivalente a um montante correspondente a, no mínimo, 12 (doze) vezes o valor do salário mensal acrescido do adicional de periculosidade, conforme o caso, e (iii) não alienar, sob qualquer forma, as ações detidas em cumprimento aos itens (i) e (ii) acima, até o encerramento do prazo de 2 (dois) anos contados do término do seu mandato ou vínculo de trabalho, conforme o caso.

A concessão das ações restritas da parcela retenção do Plano de Incentivo estará sujeita à carência de 3 (três) anos, contados a partir da celebração do Contrato com o participante e será dividida em 3 (três) lotes anuais. A concessão das ações restritas da parcela TSR estará sujeita à carência de 3 (três) anos, e a efetiva quantidade de ações restritas que serão concedidas ao participante na parcela TSR será verificada pelo Conselho de Administração ao final do terceiro ano completo.

(f) Número máximo de ações abrangidas;

Programa: a entrega de ações ordinárias, 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 de Opção: poderão ser outorgadas opções representativas de, no máximo, 3% (três por cento) das ações representativas do capital social da Companhia.

Plano de Incentivo: a entrega de Ações Restritas, devem respeitar o limite máximo conjunto de 1,5% (um vírgula cinco por cento) do total de ações em que se divide o capital social da Companhia, desconsideradas as ações mantidas em tesouraria.

(g) Número máximo de opções a serem outorgadas;

No âmbito do Plano, as opções poderão ser outorgadas a todos beneficiários que forem elegíveis para participar, desde que limitado ao número máximo de ações abrangidas pelo Plano, conforme previsto acima.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

(h) 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.

As ações, no âmbito do Plano de Incentivo, serão entregues aos Participantes da seguinte forma: (i) 50% (cinquenta por cento) com objetivo exclusivo de retenção do Participante; e (ii) 50% (cinquenta por cento) mediante o atingimento de metas de performance a serem verificadas pelo Conselho de Administração.

(i) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;

Programa: para apuração do valor do valor de mercado da ação da Companhia será utilizada (i) caso a Companhia não tenha ações negociadas em bolsa ao tempo do lançamento do Programa, a média aritmética dos valores obtidos a partir da aplicação dos múltiplos de Empresas Comparáveis abaixo descritos aos mesmos indicadores (BOE e EBITDAX) verificados na PetroRecôncavo, sendo que ao valor final será aplicado um desconto de liquidez de 30% (trinta por cento) pelo fato de que as ações utilizadas para cálculo do Preço de Exercício são relativas a companhias abertas e as ações da Companhia não possuem liquidez uma vez que não são negociadas no mercado: (a) mediana dos múltiplos EV/BOE ("Enterprise Value", dividido pelo volume de reservas provadas de petróleo e gás equivalente na data do último exercício social) de Empresas Comparáveis; e (b) mediana dos múltiplos EV/EBITDAX ("Enterprise Value" dividido pelo EBITDAX dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável) das mesmas Empresas Comparáveis; e (ii) caso a Companhia tenha ações negociadas na Bolsa ao tempo 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 de Opção: o preço de emissão, ou preço da compra das ações a serem adquiridas pelos Beneficiários em decorrência do exercício da opção será determinado pelo Conselho de Administração ou pelo Comitê, ao tempo do programa aplicável, e será equivalente: (i) caso a Companhia não tenha ações negociadas em bolsa ao tempo do lançamento do programa aplicável, ao valor correspondente à média aritmética do valor das ações de companhias abertas listadas na Bolsa que prestam serviços no setor de exploração e produção de gás natural e com características similares às da Companhia, apurado por dois múltiplos distintos sendo (a) a mediana dos múltiplos EV/BOE, no qual o Enterprise Value será dividido pelo volume de reservas provadas de petróleo e gás equivalente na data do último exercício social das Empresas Comparáveis; e (b) a mediana dos múltiplos EV/EBITDAX, na qual o Enterprise Value será dividido pelo EBITDAX dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável; e (ii) caso a Companhia tenha ações negociadas na Bolsa ao tempo de lançamento do programa aplicável, a cotação média das ações nos últimos 30 (trinta) pregões na B3 S.A., anteriores à data de concessões da opção (ou, em caso de oferta pública inicial realizada até 30 dias antes da outorga, considera-se o preço de emissão).

Onde:

"EV" ou "Enterprise Value": é o valor de mercado de cada empresa aferido pela cotação média de suas ações os 30 (trinta) dias anteriores ao encerramento das últimas demonstrações financeiras divulgadas por cada Empresa Comparável, multiplicado pelo número de ações da empresa correspondente na mesma data, subtraído da dívida líquida

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

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.

(j) Critérios para fixação do prazo de exercício;

Programa: a determinação acerca do direito de recebimento de um Lote Outorgado, ocorrerá anualmente, até o mês de abril. O prazo de exercício da Opção de Subscrição está diretamente ligado com o atingimento das metas anuais e do recebimento de um Lote Outorgado.

O Participante contemplado deverá comunicar à Companhia acerca da sua intenção de exercer ou não a Opção de Subscrição Adicional até no máximo 3 (três) dias de antecedência da data de realização da Reunião do Conselho de Administração. Findo tal prazo sem manifestação do Participante, este perderá automaticamente o direito ao exercício da Opção de Subscrição Adicional e à subscrição das Ações objeto do Lote Subscrito.

Plano 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.

Plano de Incentivo: A concessão das Ações Restritas será feita da seguinte forma: (a) Uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas concedidas aos Participantes em cada Contrato terá o objetivo exclusivo de retenção do Participante (“Parcela Retenção”); e (b) Uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas concedidas ao Participante em cada Contrato será variável e a quantidade efetiva de Ações Restritas que serão concedidas ao Participante em tal parcela será definida em função do cálculo da taxa de retorno total aos acionistas da Companhia (“TSR” e “Parcela TSR”, respectivamente), a ser verificada pelo Conselho de Administração ao final do Período de Vesting TSR (conforme abaixo definido).

A concessão da Parcela Retenção estará sujeita à carência de 3 (três) anos, contados a partir da celebração do Contrato com o Participante (“Período de Vesting Retenção”), e será dividida em 3 (três) lotes anuais (“Lote I”, “Lote II” e “Lote III”, respectivamente, e, quando em conjunto, “Lotes do Período Vesting Retenção”). Os Lotes do Período Vesting Retenção serão liberados ao Participante ao final de cada respectivo aniversário da celebração do Contrato (cada um, uma “Data de Vesting”), sendo que o percentual de Ações Restritas correspondente a cada um dos Lotes do Período Vesting Retenção será determinado pelo Conselho de Administração, a seu exclusivo critério, quando da aprovação de cada Programa.

A concessão das Ações Restritas da Parcela TSR estará sujeita à carência de 3 (três) anos, e a efetiva quantidade de Ações Restritas que serão concedidas ao Participante na Parcela TSR será verificada pelo Conselho de Administração ao final do terceiro ano completo (“Período de Vesting TSR” e, em conjunto com o Período de Vesting Retenção, “Períodos de Vesting”).

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

(k) Forma de liquidação;

Programa: em caso de exercício da Opção de Subscrição Adicional, a Companhia informará ao Participante contemplado por escrito o preço de emissão da totalidade das Ações objeto do Lote Subscrito, devendo tal emissão ser aprovada na Reunião do Conselho de Administração, comprometendo-se o Participante a realizar o depósito, em conta corrente de titularidade da Companhia, da totalidade do preço de emissão das Ações objeto do Lote Subscrito, com recursos próprios e em moeda corrente nacional, sob pena de perda do direito da Opção de Subscrição Adicional exercida. Acerca do Lote Outorgado, uma vez atendidas às condições previstas no Programa, o Participante fará jus ao recebimento de tais Ações, cabendo à administração da Companhia tomar todas as providências necessárias para formalizar a respectiva transferência.

Para liquidação das Ações Diferidas, a Petrorecôncavo poderá, a seu exclusivo critério, (i) transferir Ações mantidas em tesouraria; ou (ii) efetuar o pagamento em dinheiro do valor equivalente à quantidade de cada lote de Ações Diferidas a ser liquidado; sempre tendo em vista, como preço de referência, a média da cotação de fechamento das ações da Petrorecôncavo nos 30 (trinta) pregões anteriores à data da liquidação.

Plano de Opção: 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.

Plano de Incentivo: As Ações Restritas da Parcela TSR serão transferidas pela Companhia ao participante no prazo de até 30 (trinta) dias contados do encerramento do período de carência e, no caso das ações restritas da parcela retenção, no prazo de até 30 (trinta) dias contados do encerramento de cada data de carência. Caso, por motivos alheios à companhia ou em razão de restrições temporárias para negociação de ações de emissão da companhia decorrentes de normas legais ou regulamentares, os participantes não possam receber as ações restritas da parcela TSR e/ou as ações restritas da parcela retenção dentro do prazo aqui previsto, o referido prazo será interrompido por até 30 (trinta) dias ou até o momento em que o fato impeditivo deixe de existir, o que ocorrer primeiro, voltando a correr após o término da interrupção.

(l) Restrições à transferência das ações;

Programa: o Participante somente poderá vender, ceder, transferir ou, de qualquer forma, alienar quaisquer das ações de emissão da Companhia de que seja ou passe a ser titular, em decorrência de sua participação no Programa ou de qualquer outra forma, bem como aquelas que venham a ser por ele adquiridas em virtude de bonificações ou desdobramentos de ações de que seja ou passe a ser titular em decorrência de sua participação no Programa ou a qualquer outro título, tendo que ser respeitado o período mínimo de indisponibilidade a ser encerrado, conforme venha a ser decidido pelo Conselho de Administração, entre 1 (um) e 3 (três) anos contados da respectiva subscrição ou aquisição das Ações detidas pelo Participante.

As Ações recebidas pelos Participantes em decorrência da liquidação de Ações Diferidas não estarão sujeitas às restrições acima.

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.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

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.

Plano de Incentivo: as ações restritas estarão livres e desembaraçadas a partir do momento de sua transferência pela Companhia ao participante, podendo ser alienadas a qualquer tempo, sendo certo que as ações restritas bloqueadas (conforme definido no plano) deverão ser mantidas até o encerramento do prazo de 2 (dois) anos contados do término do mandato ou vínculo de trabalho do participante, conforme o caso.

- (m) **Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano; e**

Programa: o Programa poderá ser extinto, suspenso ou alterado, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração ou da Assembleia Geral, sem prejuízo da prevalência de obrigações assumidas nos termos do Programa, que deverão permanecer em vigor pelos prazos ali previstos. Adicionalmente, caso haja a alienação de controle da Companhia, o Participante terá o direito de vender a totalidade de suas Ações ao adquirente do controle, nos termos e prazos estabelecidos no Programa. Na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, os Contratos de Outorga de Ações Diferidas em vigor poderão, a critério do Conselho de Administração, (i) ser transferidos para a entidade sucessora; ou (ii) ter seus prazos e condições de liquidação antecipados, conforme aplicável.

Plano: o Plano terminará e qualquer opção até então concedida extinguir-se-á na hipótese de dissolução, transformação, incorporação fusão, cisão ou reorganização da Companhia, dentro da qual a Companhia não seja a sociedade remanescente, ou em sendo a sociedade remanescente, deixe de ter suas ações admitidas à negociação na Bolsa. Porém, se em conexão com tal operação (i) o Conselho de Administração ou o Comitê aprove a antecipação do prazo de carência das opções dos Programas em vigência, por determinado prazo, para que possam ser exercidas pelo Beneficiário; ou (ii) estabeleça-se, por escrito, a permanência do Plano e a assunção das opções até então concedidas com a substituição de tais opções por novas opções, a Companhia sucessora ou sua afiliada ou subsidiária assumirá os ajustamentos apropriados no número e preço das ações.

Plano de Incentivo: Obedecidas as condições gerais do e as diretrizes fixadas pela assembleia geral, o Conselho de Administração terá amplos poderes para tomar todas as medidas necessárias e adequadas para a administração deste Plano e dos programas, incluindo: (i) alterar e extinguir os programas ou o plano; (ii) emitir programas; (iii) aprovar os participantes elegíveis e autorizar a outorga de ações restritas, nos termos e condições definidos nos respectivos contratos; (iv) alterar as fórmulas de cálculo relacionadas à Parcela TSR, inclusive para mitigar distorções decorrentes de eventos e/ou cenários não previstos pela Companhia; e (v) estabelecer a regulamentação aplicável aos casos omissos e dirimir dúvidas. Em qualquer dos casos, a aprovação de alterações ou a extinção de Programas ou deste Plano não afetarão os termos e condições dos Contratos já celebrados com os Participantes, sem a anuência destes.

- (n) **Efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.**

Programa: o pedido de demissão, a demissão por justa causa (nos termos da legislação trabalhista aplicável), a renúncia ou a destituição por justo motivo de cargo na Petrorecôncavo importarão em sua automática exclusão do Programa e, consequentemente, 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.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

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.

Plano de Incentivo: 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.

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

13.5 – Remuneração baseada em ações

Remuneração baseada em ações prevista para o exercício social corrente de 2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7	3
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	N/A	21,04
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	N/A	N/A
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	N/A	N/A
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

Remuneração baseada em ações – exercício social encerrado em 31/12/2021:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7	3
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	N/A	21,04
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	N/A	N/A
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	N/A	N/A
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

Remuneração baseada em ações – exercício social encerrado em 31/12/2020:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4	3
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	N/A	21,04
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	N/A	N/A
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	N/A	N/A
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

Remuneração baseada em ações – exercício social encerrado em 31/12/2019:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4	3
Nº de membros remunerados	0	2
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	N/A	21,04
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	N/A	N/A
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	N/A	N/A
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	N/A	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	N/A	

Informações sobre cada outorga reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e do exercício social corrente.

Não houve outorga de opções para os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, reconhecida no resultado dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 e no exercício social corrente. Não há previsão para a outorga de opções para os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária.

13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

13.6 – Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2021		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	4,0	3,0
Nº de membros remunerados	0	2
Opções ainda não exercíveis	0	0
Quantidade	0	0
Data em que se tornarão exercíveis	N/A	0
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	0
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	0
Preço médio ponderado de exercício	N/A	0
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	0
Opções exercíveis	N/A	
Quantidade	N/A	137.213
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	19/08/2024
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Preço médio ponderado de exercício	N/A	21,04
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	16,36
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	N/A	R\$2.245.608,37

13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues

13.7 – Opções exercidas e ações entregues

Não houve outorga ou exercício de opções dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, reconhecida no resultado dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 e no exercício social corrente.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

13.8 – Precificação das Ações/Opções

(a) modelo de precificação;

Plano: as opções são precificadas utilizando o modelo de Black & Scholes.

Programa:

Entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia, Opção para subscrição adicional de ações ordinárias de emissão da Companhia e Outorga de ações diferidas: As ações são precificadas de acordo com valor de mercado da ação da Companhia na data de encerramento do último Exercício. A apuração do valor do valor de mercado da ação da Companhia está detalhada no item 13.4(i) deste Formulário de Referência.

Matching de ações ordinárias de emissão da Companhia: as ações são emitidas por um preço global de emissão de R\$ 1,00 (um real). Alternativamente, a Companhia poderá, a critério do Conselho de Administração, utilizar Ações existentes mantidas em tesouraria para fazer frente à entrega de um Lote do Matching ao Participante do Matching.

(b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco;

Inputs:	Outorgadas em 2013	Outorgadas em 2014	Outorgadas em 2016	
Stock - S	20,73	21,41	14,81	BRL
Discount	0,0%	0,0%	0,0%	
Strike - K	20,73	20,41	14,81	BRL
Term - t	3.650	3.650	3.650	d
TRF	9,00%	11,00%	11,83%	a.a.
s	53,82%	53,82%	54,15%	a.a.

Programa:

Preço de exercício: consulte o item 13.4.(i) deste Formulário de Referência para obter as informações acerca das premissas utilizadas no modelo de precificação das ações objeto do Programa, incluindo o preço médio ponderado das ações e preço de exercício.

Volatilidade esperada: considerando que a Companhia não tem histórico de negociação de suas ações, a volatilidade esperada será calculada com base na média de grupos comparáveis ao setor de atuação da PetroRecôncavo, quando da realização da oferta pública inicial de ações de sua emissão.

Dividendo esperado: uma vez que o Participante passe a ser titular de ações de emissão da Companhia, este fará jus à percepção dos dividendos que estas eventualmente venham a gerar, de acordo com a atual política de dividendos da Companhia, conforme descrito do item 3.4 deste Formulário de Referência e sujeito a eventuais restrições, conforme detalhado no item 13.4.(f) deste Formulário de Referência.

Taxa de juros livre de risco: Não aplicável.

Prazo de carência das ações: as ações, no âmbito do Programa, deverão ser entregues de acordo com a performance do Participante ao final de cada ano, por meio do atingimento das metas anuais definidas para cada exercício social. Para mais informações, consulte o item 13.4.(h) deste Formulário de Referência.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado;

Plano: foi estimada uma taxa de saída antes do lock-up de 15% dos detentores das opções.

Programa: caberá ao Conselho de Administração antecipar ou prorrogar quaisquer prazos relacionados às opções aos incentivos objeto do Programa.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

(d) forma de determinação da volatilidade esperada; e

Para a determinação da volatilidade esperada, foi utilizado o método de desvio padrão utilizando-se como base a média de empresas comparáveis à PetroRecôncavo, a partir do banco de dados fornecido por empresa de assessoria especializada no tema.

(e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo.

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas por órgão**13.9 – Participações detidas por órgão**

<u>Posição em 31 de dezembro de 2021</u>		
<u>Descrição</u>	<u>Diretoria Estatutária</u>	<u>Conselho de Administração</u>
Ações ordinárias emitidas pela Companhia	2.149.034	14.908.427
Opções emitidas pela Companhia	137.213	0
Ações ou quotas emitidas por controladores indiretos da Companhia	0	0
Opções emitidas por controladores indiretos da Companhia	0	0

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

13.10 – Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Não aplicável, visto que até 31 de dezembro de 2021, a Companhia não conferiu planos de previdência aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, conforme descrito no item 13.1.(b) deste Formulário de Referência.

Apesar de não fornecer plano de previdência privada aos seus Diretores ou empregados, a Companhia realiza contribuições a um plano de previdência privada VGBL ou PGBL, de mercado, a ser indicado pelos Diretores Estatutários, por meio de depósitos no montante de 8% do pró-labore percebido pelos mesmos. Após a contribuição, a Companhia não tem controle sobre os saldos depositados, não havendo nenhuma restrição para que os Diretores Estatutários resgatem os recursos.

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Nº de membros	3,00	3,00	3,00	11,17	4,00	4,00	0,00	0,00	0,00
Nº de membros remunerados	3,00	3,00	3,00	9,00	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00
Valor da maior remuneraçãoReal	5.519.200,66	4.331.001,50	2.121.946,26	348.333,31	180.000,00	180.000,00	0,00	0,00	0,00
Valor da menor remuneraçãoReal	3.889.129,64	3.084.464,40	1.480.538,50	69.999,98	180.000,00	180.000,00	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneraçãoReal	4.758.678,56	3.624.840,94	1.812.000,00	226.136,36	180.000,00	180.000,00	0,00	0,00	0,00

Observação

Diretoria Estatutária	
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.
31/12/2019	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual da Diretoria foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informados.

Conselho de Administração	
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.
31/12/2019	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual do Conselho foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho dividido pelo número de membros remunerados informados.

Conselho Fiscal	
31/12/2021	N/A
31/12/2020	N/A
31/12/2019	N/A

13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

13.12 – Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

A Companhia contratou, em 1º de fevereiro de 2022, apólice de seguro de responsabilidade civil de Conselheiros e Diretores (D&O) junto à Austral 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 2023. O valor do prêmio líquido desta apólice é de R\$ 172.417,80 (cento e setenta e dois mil, quatrocentos e dezessete reais e oitenta 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, em março de 2021, foram celebrados acordos de indenidade com administradores da Companhia nos termos permitidos pelo Estatuto Social da PetroReconcavo, conforme descrito no item 12.11 deste Formulário de Referência.

13. Remuneração dos administradores / 13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.

13.13 – Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

Percentual na remuneração total detido no exercício Social encerrado em 31/12/2021				
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária	
Número de Membros	11,17	3	6	
Remuneração parte relacionada	0%	0%	0%	
Remuneração total	0%	0%	0%	
(%)	0%	0%	0%	

Percentual na remuneração total detido no exercício Social encerrado em 31/12/2020				
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária	
Número de Membros	4	3	6	
Remuneração parte relacionada	100%	0%	0%	
Remuneração total	100%	0%	0%	
(%)	100%	0%	0%	

Percentual na remuneração total detido no exercício Social encerrado em 31/12/2019				
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Diretoria não Estatutária	
Número de Membros	4	3	0	
Remuneração parte relacionada	100%	0%	0%	
Remuneração total	100%	0%	0%	
(%)	100%	0%	0%	

13. Remuneração dos administradores / 13.14 - Remuneração - outras funções

13.14 – Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Não houve quaisquer valores reconhecidos no resultado da Companhia, nos 3 últimos exercícios sociais, como remuneração dos administradores ou membros do conselho fiscal, por quaisquer razões que não a função que ocupam na Companhia.

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

13.15 – Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

Exercício social 2021 – 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\$26.000,00	0	R\$26.000,00
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2020 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	R\$888.000,00	0	R\$888.000,00
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2019 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	R\$24.000,00	0	R\$24.000,00
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2021 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	0	0	0
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

Exercício social 2020 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	0	0	0
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

Exercício social 2019 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas do emissor	0	0	0	0
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração

13.16 – Outras informações relevantes

Não aplicável.

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

14.1 – Descrição dos Recursos Humanos

(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

A tabela a seguir ilustra a quantidade e a distribuição dos empregados da Companhia, por unidade federativa e grupo de atuação, no período de três meses findo em 31 de março de 2022 (exercício social corrente) e no encerramento dos exercícios sociais de 2019, 2020 e 2021:

EMPREGADOS								
	31/03/2022		31/12/2021		31/12/2020		31/12/2019	
	Qtd	Local	Qtd	Local	Qtd	Local	Qtd	Local
Administrativo	96	BA	70	BA	24	BA	33	BA
Administrativo	30	RN	38	RN	14	RN	7	RN
Diretoria/executivo	6	BA	6	BA	7	BA	7	BA
Diretoria/executivo	0	RN	0	RN	0	RN	0	RN
Conselheiro	11	BA	11	BA	2	BA	2	BA
Conselheiro	0	RN	0	RN	0	RN	0	RN
Especialista	5	BA	5	BA	3	BA	4	BA
Especialista	0	RN	0	RN	0	RN	0	RN
Gerente	17	BA	15	BA	9	BA	10	BA
Gerente	2	RN	2	RN	2	RN	2	RN
Operacional	390	BA	351	BA	210	BA	212	BA
Operacional	303	RN	237	RN	164	RN	118	RN
Coordenador	18	BA	14	BA	11	BA	7	BA
Coordenador	7	RN	7	RN	1	RN	1	RN
Técnico	64	BA	46	BA	30	BA	36	BA
Técnico	30	RN	34	RN	26	RN	16	RN
Estagiário	23	BA	26	BA	19	BA	29	BA
Estagiário	11	RN	13	RN	10	RN	0	RN
Auditória interna, compliance, controles internos e riscos corporativos	1	BA	1	BA	0	BA	0	BA

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

Auditoria interna, <i>compliance</i> , controles internos e riscos corporativos	0	RN	0	RN	0	RN	0	RN
Total Administrativo	126		108		38		40	
Total Diretoria/executivo	6		6		7		7	
Total Conselheiro	11		11		2		2	
Total Especialista	5		5		3		4	
Total Gerente	19		17		11		12	
Total Operacional	693		588		374		330	
Total Coordenador	25		21		12		8	
Total Técnico	94		80		56		52	
Total Estagiário	34		39		29		29	
Total de Empregados	1013		870		532		484	

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica); e

TERCEIRIZADOS								
	31/03/2022		31/12/2021		31/12/2020		31/12/2019	
	Qtd	Local	Qtd	Local	Qtd	Local	Qtd	Local
Administrativo Financeiro	BA	86	63	BA	58	BA	114	BA
Administrativo Financeiro	RN	140	134	RN	126	RN	88	RN
Operação / Corpo Técnico	BA	676	296	BA	249	BA	286	BA
Operação / Corpo Técnico	RN	433	287	RN	234	RN	144	RN
Total Administrativo	226		197		184		202	
Total Operação / Corpo Técnico	1.109		583		483		430	
Total de Empregados	1.335		780		667		632	

(c) índice de rotatividade.

TURNOVER				
	31/03/2022	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Acumulado ano (BA)	6,4%	17,08%	37%	15%
Acumulado ano (RN)	13,91%	20,53%	20%	-

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

14.2 – Alterações relevantes – Recursos humanos

Não há informações relevantes com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

14.3 – Descrição da política de remuneração dos empregados

(a) política de salários e remuneração variável;

A Companhia considera sua política de salários e remuneração variável como parte integrante de sua estratégia empresarial, visando assegurar: remuneração em linha com o mercado; condições de atrair e reter os profissionais para a Companhia; definição de uma estrutura de cargos e salários adequada aos processos organizacionais e o fornecimento de uma base de conduta para que o colaborador conheça suas atribuições e responsabilidades.

(b) política de benefícios;

A Companhia não possui uma política unificada de benefícios, adotando políticas regionais ou locais, conforme o caso e sempre em observância à legislação aplicável. Os empregados da Companhia são elegíveis a benefícios diversos de acordo com o cargo, bem como de acordo com a legislação aplicável.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

- i. **grupos de beneficiários;**
- ii. **condições para exercício;**
- iii. **preços de exercício;**
- iv. **prazos de exercício; e**
- v. **quantidade de ações comprometidas pelo plano.**

A Companhia possui plano de opção de compra de ações e programa de outorga de ações, cujos detalhes estão descritos no item 13.4 deste Formulário de Referência.

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos

14.4 – Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

A Companhia realiza suas negociações sindicais com o Sindicato dos Petroleiros e Petroleiras do Estado da Bahia – Sindipetro-BA e com o Sindicato dos Petroleiros e Petroleiras do Estado do Rio Grande do Norte – Sindipetro-RN.

Adicionalmente, não houve nos 3 (três) últimos exercícios sociais nenhuma greve ou paralisação das atividades da Companhia e de suas controladas.

14. Recursos humanos / 14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos

14.5 – Outras informações relevantes – Recursos Humanos

Não há outras informações relevantes com relação a este item 14.

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 Mandatório		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	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
282.244	0,096	0	0,000	282.244	0,096
Eduardo Cintra Santos					
064.858.395-34	Brasil	Não	Não	21/05/2021	
14.749.105	5,031	0	0,000	14.749.105	5,031
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Opeg Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior					
33.400.471/0001-46	Brasil	Não	Não	08/05/2022	
14.000.000	4,775	0	0,000	14.000.000	4,775
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimento no Exterior					
08.277.553/0001-06	Brasileira	Não	Não	12/08/2021	
49.930.089	17,030	0	0,000	49.930.089	17,030
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 Mandatório		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	
OUTROS					
144.162.344	49,171	0	0,000	144.162.344	49,171
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.					
15.126.451/0001-47	Brasil	Não	Não	20/06/2011	
12.523.304	4,272	0	0,000	12.523.304	4,272
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.					
05.711.608/0001-48	Luxemburgo	Não	Não	27/12/2019	
57.536.716	19,625	0	0,000	57.536.716	19,625
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					
293.183.802	100,000	0	0,000	293.183.802	100,000

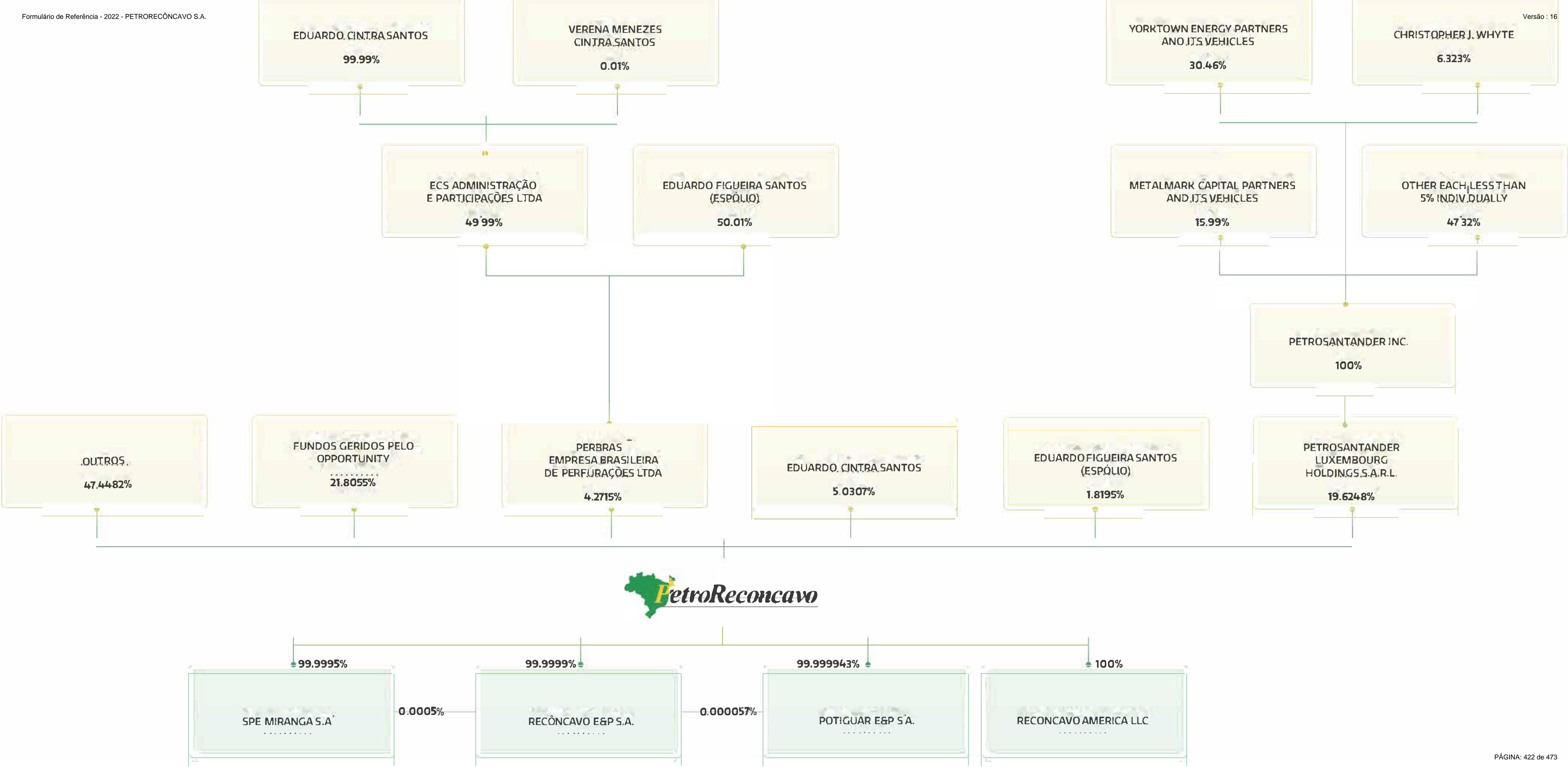
15. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	14/06/2022
Quantidade acionistas pessoa física Unidade	10.896
Quantidade acionistas pessoa jurídica Unidade	86
Quantidade investidores institucionais Unidade	740

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 Unidade	276.798.795	94,411%
Quantidade preferenciais Unidade	0	0,000%
Total	276.798.795	94,411%



15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

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

Não aplicável.

15. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm

15.6 – Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, três acionistas do grupo de controle efetuaram novos aportes na Companhia. As variações observadas na quantidade de ações e nos percentuais de participação, incluindo os casos de acionistas que não realizaram novos aportes, mas tiveram suas participações na Companhia diluídas, estão demonstradas na tabela abaixo:

<u>Acionista</u>	<u>Ordinárias</u>		<u>Preferenciais</u>		<u>Total</u>	
	<u>31/12/2019</u>	<u>%</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>%</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>%</u>
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	41.268.358	49,7432	0	0	41.268.358	49,4176
Opportunity Holding Fip	29.303.769	35,3216	0	0	29.303.769	35,0904
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda	6.261.652	7,5475	0	0	6.261.652	7,4981
Eduardo Cintra Santos	3.035.828	3,6593	0	0	3.035.828	3,6353
Eduardo Figueira Santos (Espólio)	2.667.109	3,2148	0	0	2.667.109	3,1938
Demais acionistas	426.045	0,5135	546.638	100	972.683	1,1648
Total	82.962.761	100	546.638	100	83.509.399	100

Adicionalmente, não houve qualquer outra alteração relevante nas participações dos administradores da Companhia nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

15.7 – Principais operações societárias

(a) Evento:

Cisão parcial do patrimônio líquido da Companhia com versão da parcela cindida para a Controlada Potiguar E&P.

(b) Sociedades Envolvidas:

A Companhia e sua Controlada Potiguar E&P.

(c) Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor:

Em 22 de novembro de 2019, os acionistas da PetroReconcavo aprovaram por unanimidade a cisão parcial do patrimônio líquido da Companhia com a versão da parcela cindida para a Controlada Potiguar E&P no montante de R\$88.715, com base em laudo de avaliação emitido por empresa de avaliação independente. O acervo líquido cindido apresentado na data da cisão e vertido para a Potiguar E&P está a seguir demonstrado, o qual não teve efeito no fluxo de caixa:

Ativo	Parcela cindida em 31/10/2019	Acervo líquido	Parcela cindida em 31/10/2019
Circulante			
Instrumentos financeiros derivativos	28.484	Capital social Ajuste de avaliação patrimonial	34.481 54.234
Não circulante			
Outros ativos	34.481		
Instrumentos financeiros derivativos	25.750		
Total dos ativos não circulantes	60.231		
 Total dos ativos	 <u>88.715</u>	Total do acervo líquido	 <u>88.715</u>

Em ato contínuo os acionistas da Potiguar E&P cederam para a PetroReconcavo os investimentos oriundos do acervo líquido incorporado na Potiguar E&P o qual foi reconhecido nas demonstrações financeiras da PetroReconcavo em investimento e no patrimônio líquido como “transação de capital”.

Quadro societário antes e depois da operação:

Quadro Societário ANTES do evento

Não houve alterações no quadro societário por conta do evento da cisão parcial do seu patrimônio líquido.

Quadro Societário APÓS o evento:

Não houve alterações no quadro societário por conta do evento da cisão parcial do seu patrimônio líquido.

(d) Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas.

Não aplicável, pois não houve alterações no quadro societário por conta do evento da cisão parcial do seu patrimônio líquido

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

(a) Evento:

Constituição da SPE Miranga.

(b) Sociedades Envolvidas:

A Companhia e Recôncavo E&P.

(c) Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor:

Em 12 de janeiro de 2021, a PetroRecôncavo e a sua subsidiária Recôncavo E&P constituíram a SPE Miranga.

Quadro societário antes e depois da operação:

Quadro Societário ANTES do evento

N.A.

Quadro Societário APÓS o evento:

A participação acionária na SPE Miranga é de 99,9995% pela PetroRecôncavo, sendo o remanescente detido pela Recôncavo E&P.

(d) Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas.

Não aplicável.

15. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

15.8 – Outras informações relevantes – Controle e Grupo Econômico

Instrumento Particular de Outorga de Opção de Compra e Opção de Venda de Ações e Outras Avenças

Em 23 de dezembro de 2019, foi celebrado o Instrumento Particular de Outorga de Opção de Compra e Opção de Venda de Ações e Outras Avenças (“Instrumento de Opção”) entre Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimentos no Exterior (“Opportunity”), Eduardo Cintra Santos (“Eduardo”) e Perbrás – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. (“Perbrás” e, em conjunto com Eduardo, o “Grupo ECS”). O Instrumento de Opção conta, ainda, com a interveniência e anuências da Sra. Verena Menezes Cintra Santos e da própria Companhia. Nos termos do referido Instrumento de Opção, entre outras avenças, (i) o Opportunity outorgou ao Grupo ECS uma opção de compra de ações, conferindo ao Grupo ECS o direito de adquirir 8.669.590 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia e de titularidade do Opportunity, e (ii) o Grupo ECS outorgou ao Opportunity a opção de venda de ações, conferindo ao Opportunity o direito de vender e transferir, ao Grupo ECS, o mesmo número de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia e de titularidade do Opportunity objeto da opção de compra. Os exercícios da opção de compra e da opção de venda sujeitam-se aos prazos, *tranches* e demais termos e condições estipulados no Instrumento de Opção.

Em virtude do desdobramento de ações de emissão da companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de abril de 2021 (vide item 12.12 deste Formulário de Referência), a opção de compra descrita neste item 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 concomitantemente

15. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

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 15.1/2 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	Nacionalidad e - UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador		
08.277.553/00 01-06	Brasil - RJ	Não	Não		
Qtde. ações ordinárias (unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (unidades)	Ações preferen ciais %	Qtde. total de ações (unidades)	Total ações %
49.930.089	20,09%	0	0	49.930.089	20,09%
OPEG Fundo de Investimentos em ações Investimento no Exterior					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidad e - UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador		
33.400.471/00 01-46	Brasil - RJ	Não	Não		
Qtde. ações ordinárias (unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (unidades)	Ações preferen ciais %	Qtde. total de ações (unidades)	Total ações %
14.000.000	5,63%	0	0	14.000.000	5,63%

Outras informações

Em 12 de janeiro de 2021, foi realizada assembeia geral de constituição da SPE Miranga S.A. cujos acionistas são a Companhia e a sua controlada Recôncavo E&P S.A.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

16.1 – Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

A Companhia possui Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 1 de abril 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 (conforme detalhado na Política de Transações com Partes Relacionadas), com a finalidade de assegurar que as decisões sejam tomadas no melhor interesse da Companhia e de seus acionistas, assegurando transparência aos acionistas, ao mercado e aos investidores em geral, e equidade de tratamento com terceiros.

A Política de Transações com Partes Relacionadas deve ser observada: (i) pelos acionistas da Companhia; e (ii) por todos os membros da Diretoria, do Conselho de Administração e dos Comitês de Assessoramento da Companhia, bem como os respectivos membros da família dos quais se pode esperar que exerçam influência ou sejam influenciados pela pessoa nos negócios desses membros com a Companhia e incluem: (i) os filhos da pessoa, cônjuge ou companheiro(a); (ii) os filhos do cônjuge da pessoa ou de companheiro(a); (iii) dependentes da pessoa, de seu cônjuge ou companheiro(a); e (v) pais, neto(a)s, avós, cunhado(a)s e primo(a)s de primeiro grau.

Segundo a Política de Transações com Partes Relacionadas, conflito de interesses surge quando uma pessoa se encontra envolvida em processo decisório em que ela tenha o poder de influenciar o resultado final, assegurando um ganho para si, algum familiar, ou terceiro com o qual esteja envolvido, ou ainda que possa interferir na sua capacidade de julgamento.

No caso da Companhia, os potenciais conflitos de interesse são aqueles nos quais os objetivos pessoais dos tomadores de decisão, por qualquer razão, possam não estar alinhados aos objetivos da Companhia em matérias específicas.

Tendo em vista o potencial conflito de interesses nestas situações, a Companhia busca assegurar que todas as decisões que possam conferir um benefício privado a qualquer de seus administradores, familiares, entidades ou pessoas a eles relacionados, sejam tomadas com total lisura, respeitando o interesse da Companhia.

Nas situações em que as Transações com Partes Relacionadas necessitem de aprovação nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas, a pessoa envolvida no processo de aprovação que tenha um potencial conflito de interesse com a recomendação ou decisão a ser tomada, deverá declarar-se impedida, explicando seu envolvimento na transação e, se solicitado, fornecendo detalhes da transação das partes envolvidas.

Caso o indivíduo conflitado não manifeste seu potencial conflito de interesses, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence, que tenha ciência do fato, deverá fazê-lo, podendo utilizar-se dos canais de Ouvidoria da Companhia.

As transações com partes relacionadas devem ser formalizadas por escrito, conduzidas e aprovadas nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas, observados os seguintes critérios:

- i. estar em condições equitativas, ao menos, igualmente favoráveis à Companhia como as condições disponíveis no mercado ou oferecidas por um terceiro não-relacionado com a Companhia, em circunstâncias equivalentes, ou prever pagamento compensatório adequado, sempre respeitando os interesses da Companhia;

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

- 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.

É vedada, entretanto, 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 Relacionada e classificação das transações como transações com partes relacionadas;
- ii. aplicabilidade dos procedimentos e condições previstos na Política de Transações com Partes Relacionadas; e
- iii. eventual existência de Situação em Conflito de Interesses em Transações com Partes Relacionadas.

Caberá à Diretoria negociar e conduzir as Transações com Partes Relacionadas, observados os procedimentos e as regras de alcada e aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas e do Estatuto Social da Companhia.

Caberá ao Conselho de Administração aprovar as Transações com Partes Relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for menor. Caberá à Diretoria Estatutária aprovar as Transações com Partes Relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcance valor igual ou inferior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for maior.

Para fins da verificação da alcada 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.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

Na análise de Transações com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração deverá considerar e verificar:

- i. se há motivos claros para a realização da Transação com Parte Relacionada;
- ii. se os termos da Transação com Parte Relacionada atendem aos critérios previstos na Política de Transações com Partes Relacionadas, devendo arquivar a documentação pertinente à comprovação da comutatividade da Transação com Parte Relacionada;
- iii. se a Transação com Parte Relacionada não se enquadra como uma das hipóteses de transações vedadas na Política de Transações com Partes Relacionadas; e
- iv. a análise e recomendação do Comitê de Auditoria, bem como os resultados de avaliações realizadas ou de opiniões e laudos emitidos por profissional ou empresa especializada e independente, se houver.

Nas hipóteses em que se entender adequado à análise e embasamento da Transação com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá solicitar informações ou avaliações adicionais, incluindo avaliações e laudos independentes, bem como a apresentação de alternativas de mercado à Transação com Partes Relacionadas.

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	23/08/2021	8.000,00	4.800,00		Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Acionista						
Objeto contrato	Locação de equipamentos para prestação de serviços de perfuração e operação de campos terrestres.						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Locação de equipamentos para prestação de serviços de perfuração e operação de campos terrestres.						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificação	Contratada - Locação de equipamentos para prestação de serviços de perfuração e operação de campos terrestres.						
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	24/03/2022	2.813.000,00	R\$959.000,00	R\$2.813.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Acionista						
Objeto contrato	Controlar e reger todas as transações feitas pelas partes através de Ordens de Serviço complementares periodicamente, de acordo com os termos e condições deste contrato e termos comerciais e técnicos especificados em cada OS para serviços de intervenção em poços de petróleo, água produzida e gás natural, mediante utilização de equipamentos da contratada.						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	As partes poderão, em qualquer momento e exclusivamente a seu critério, rescindir o Contrato mediante comunicação prévia com antecedência de 180 dias. As OS poderão ser rescindidas com 30 dias de antecedência, no entanto, algumas podem ter vigência mínima de 12 meses, que caso não seja observada poderá ensejar a aplicação de multas.						
Natureza e razão para a operação	A Perbras é uma empresa brasileira que opera há 40 anos no setor brasileiro de petróleo e gás mediante a prestação de serviços de suporte e demais serviços a empresas do setor de E&P, inclusive no que tange a atividades de produção e perfuração.						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificação	Contratante - Devedor - Também são partes desse contrato como contratantes a Reconcavo E&P S.A. e a Potiguar E&P S.A., e os saldos constantes deste item consolidam os saldos e montantes existentes dessas três empresas do grupo com base neste contrato.						
PetroSantander Management Inc.	25/01/2022	37.000,00	0	R\$37.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Faz parte do grupo econômico do acionista PetroSantander Luxemburg						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
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					
Especificar							
PetroSantander Holdings GMBH	07/02/2022	11.000,00	0	R\$11.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
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		Outra					
Especificar		Contratante - Devedor					
PetroSantander Colômbia	25/03/2022	29.000,00	0	R\$29.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
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		Outra					

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar	Contratante						
Interservice USA	07/02/2022	34.000,00	0	R\$34.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
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	Outra						
Especificar	Contratante - Devedor - Também são partes desse contrato como contratantes a Reconcavo E&P S.A. e a Potiguar E&P S.A., e os saldos constantes deste item consolidam os saldos e montantes existentes dessas três empresas do grupo com base neste contrato.						

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

16.3 – Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

Em conformidade com a Lei 6.404/76, os membros do Conselho de Administração estão proibidos de votar em qualquer assembleia ou reunião do Conselho, ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenha interesses conflitantes com os da Companhia. Adicionalmente, a administração da Companhia e todos os seus funcionários submetem-se ao Código de Conduta, o qual contém disposições visando a impedir a contratação de parentes, qualquer tomada de decisão que possa estar embasada em conflito de interesses, entre outras diretrizes ali previstas.

Concomitantemente à abertura de capital, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento especial de listagem da B3, o que obriga a adoção de práticas de governança corporativa diferenciadas, além daquelas já exigidas pela legislação vigente.

Caberá à Diretoria 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 rescindí-los a exclusivo critério da Companhia, bem como taxas de juros de mercado (quando aplicável).

As transações com partes relacionadas descritas no item 16.2 observam condições estritamente comutativas, com pagamento compensatório adequado, similares àquelas que poderiam ser estabelecidas em transações com partes não relacionadas. 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 16.2 tenham ocorrido antes da aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas em vigor, para a aprovação das referidas transações, a Companhia considerou: (a) os termos da transação; (b) o interesse da parte relacionada e o impacto da aprovação da transação em sua dedicação para com a Companhia; (c) se a transação envolveu a venda de um ativo, a descrição do ativo, incluindo data de aquisição e valor contábil ou custo atribuído; (d) as potenciais contrapartes na transação; (e) o montante financeiro aproximado da transação, bem como o valor do interesse da parte relacionada; (f) eventuais provisões ou limitações impostas à Companhia como resultado da celebração da transação; (g) se a transação envolveria algum risco reputacional para a Companhia; e (h) qualquer outra informação que pudesse ser relevante para os acionistas e investidores, diante das circunstâncias da transação específica. Para uma descrição mais detalhada dessas operações, vide item 16.2 acima.

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

As transações celebradas com partes relacionadas são amparadas por avaliações prévias e criteriosas de seus termos, de forma que sejam realizadas em condições estritamente comutativas, observando-se preços e condições usuais de mercado. Desta forma, as transações com partes relacionadas não geram quaisquer benefícios ou prejuízos indevidos às sociedades envolvidas.

Para verificar a comutatividade das operações com partes relacionadas, a Companhia analisa a viabilidade financeira de cada operação vis-à-vis com operações semelhantes no mercado entre partes não vinculadas.

16. Transações partes relacionadas / 16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas

16.4 – 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 15.8 deste Formulário de Referência, a Companhia se compromete a não atuar nos mesmos negócios ou negócios similares aos desenvolvidos pela PetroSantander Inc. no território da República da Colômbia, enquanto a PetroSantander Inc. se compromete a não atuar nos mesmos negócios ou negócios similares aos desenvolvidos pela Companhia no território da República Federativa do Brasil.

17. Capital social / 17.1 - Informações - Capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital Unidade	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias Unidade	Quantidade de ações preferenciais Unidade	Quantidade total de ações Unidade
Tipo de capital	Capital Emitido				
02/03/2023	2.904.456.941,16	Totalmente Integralizado	293.183.802	0	293.183.802
Tipo de capital	Capital Subscrito				
02/03/2023	2.904.456.941,16	Totalmente Integralizado	293.183.802	0	293.183.802
Tipo de capital	Capital Integralizado				
02/03/2023	2.904.456.941,16		293.183.802	0	293.183.802
Tipo de capital	Capital Emitido				
25/01/2023	2.904.322.009,59	Totalmente Integralizado	293.170.784	0	293.170.784
Tipo de capital	Capital Subscrito				
25/01/2023	2.904.322.009,59	Totalmente Integralizado	293.170.784	0	293.170.784
Tipo de capital	Capital Integralizado				
25/01/2023	2.904.322.009,59		293.170.784	0	293.170.784
Tipo de capital	Capital Subscrito				
22/12/2022	2.903.101.639,59	Totalmente Integralizado	293.056.784	0	293.056.784
Tipo de capital	Capital Integralizado				
22/12/2022	2.903.101.639,59		293.056.784	0	293.056.784
Tipo de capital	Capital Emitido				
21/12/2022	2.903.101.639,59	Totalmente Integralizado	293.056.784	0	293.056.784
Tipo de capital	Capital Emitido				
12/12/2022	2.902.842.464,59	Totalmente Integralizado	293.021.784	0	293.021.784
Tipo de capital	Capital Subscrito				

12/12/2022	2.902.842.464,59	Totalmente Integralizado	293.021.784	0	293.021.784
Tipo de capital	Capital Integralizado				
12/12/2022	2.902.842.464,59		293.021.784	0	293.021.784
Tipo de capital	Capital Emitido				
27/10/2022	2.902.442.964,34	Totalmente Integralizado	292.978.934	0	292.978.934
Tipo de capital	Capital Subscrito				
27/10/2022	2.902.442.964,34	Totalmente Integralizado	292.978.934	0	292.978.934
Tipo de capital	Capital Integralizado				
27/10/2022	2.902.442.964,34		292.978.934	0	292.978.934
Tipo de capital	Capital Emitido				
29/09/2022	2.899.981.592,23	Totalmente Integralizado	292.730.696	0	292.730.696
Tipo de capital	Capital Subscrito				
29/09/2022	2.899.981.592,23	Totalmente Integralizado	292.730.696	0	292.730.696
Tipo de capital	Capital Integralizado				
29/09/2022	2.899.981.592,23		292.730.696	0	292.730.696
Tipo de capital	Capital Emitido				
02/09/2022	2.898.953.995,09	Totalmente Integralizado	292.629.060	0	292.629.060
Tipo de capital	Capital Subscrito				
02/09/2022	2.898.953.995,09	Totalmente integralizado	292.629.060	0	292.629.060
Tipo de capital	Capital Integralizado				
02/09/2022	2.898.953.995,09		292.629.060	0	292.629.060
Tipo de capital	Capital Emitido				
14/06/2022	2.898.438.240,31	Totalmente Integralizado	292.580.088	0	292.580.088
Tipo de capital	Capital Subscrito				

14/06/2022	2.898.438.240,31	Totalmente Integralizado	292.580.088	0	292.580.088
Tipo de capital	Capital Integralizado				
14/06/2022	2.898.438.240,31		292.580.088	0	292.580.088
Tipo de capital	Capital Autorizado				
14/06/2022	5.000.000.000,00		0	0	0
Tipo de capital	Capital Emitido				
06/04/2022	1.864.438.240,31	Totalmente Integralizado	248.580.088	0	248.580.088
Tipo de capital	Capital Subscrito				
06/04/2022	1.864.438.240,31	Totalmente Integralizado	248.580.088	0	248.580.088
Tipo de capital	Capital Integralizado				
06/04/2022	1.864.438.240,31		248.580.088	0	248.580.088

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferências Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
03/02/2020	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	03/02/2020	2,664,895.51	Subscrição particular	0	196,519	196,519	0.39800000	13.56	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.									
Forma de integralização	Moeda corrente nacional.									
03/02/2020	Assembleia Geral Extraordinária	30/12/2019	378,927,491.08	Subscrição particular	27,921,844	21,635	27,943,479	129.31300000	13.56	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	Cálculo do valor justo das ações, através do fluxo de caixa descontado.									
Forma de integralização	Em moeda corrente nacional, à vista.									
30/06/2020	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	30/06/2020	1,014,338.82	Subscrição particular	0	74,801	74,801	0.15100000	13.56	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.									
Forma de integralização	Moeda corrente nacional.									
27/08/2020	Assembleia Geral Extraordinária	27/08/2020	1,967,627.90	Subscrição particular	0	142,916	142,916	0.29200000	13.77	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.									
Forma de integralização	Moeda corrente nacional.									
03/05/2021	Reunião do Conselho de Administração	03/05/2021	1,032,500,000.00	Subscrição particular	70,000,000	0	70,000,000	152.97624000	14.75	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.									
Forma de integralização	Moeda corrente nacional.									
02/06/2021	Reunião do Conselho de Administração	02/06/2021	154,875,000.00	Subscrição particular	10,500,000	0	10,500,000	9.07058928	14.75	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão	Cálculo do valor justo das ações, mediante comparação com múltiplos de empresas comparáveis.									

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
Forma de integralização		Moeda corrente nacional.								
22/07/2021	Reunião do Conselho de Administração	22/07/2021	777,525.00	Subscrição particular	105,000	0	105,000	0.41750400	7.41	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Fixado de acordo com o Terceiro Programa de Opção de Compra de Ações da Companhia, conforme boletins de subscrição arquivados na sede da Companhia.								
Forma de integralização		Moeda corrente nacional.								
21/10/2021	Reunião do Conselho de Administração	21/10/2021	457,519.64	Subscrição particular	54,136	0	54,136	0.02455698	8.45	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 10,365 para 19.136 ações e de R\$ 7,405 para 35.000, de acordo com os termos do Primeiro e Terceiro Programas de Opção de Compra de Ações da Companhia respectivamente.								
Forma de integralização		Moeda corrente nacional.								
15/12/2021	Reunião do Conselho de Administração	15/12/2021	364,574.98	Subscrição particular	34,452	0	34,452	0.01386000	10.58	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 10,365 para 12.452 ações e de R\$ 10,705 para 22.000, de acordo com os termos do Primeiro e Segundo Programas de Opção de Compra de Ações da Companhia respectivamente.								
Forma de integralização		Moeda corrente nacional.								
25/02/2022	Reunião do Conselho de Administração	25/02/2022	188,958.32	Subscrição particular	17,968	0	17,968	0.00723000	10.52	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 10,365 para 9.968 ações e de R\$ 10,705 para 8.000, de acordo com os termos do Primeiro e Segundo Programas de Opção de Compra de Ações da Companhia respectivamente.								
Forma de integralização		Moeda corrente nacional.								
06/04/2022	Reunião do Conselho de Administração	06/04/2022	333,225.00	Subscrição particular	45,000	0	45,000	0.01787587	7.41	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 7,405 para 45.000 ações, de acordo com os termos do Terceiro Programa de Opção de Compra de Ações da Companhia.								
Forma de integralização		Moeda corrente nacional.								

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação	
14/06/2022	Reunião do Conselho de Administração	14/06/2022	1,034,000,000.00	Subscrição particular	44,000,000	0	44,000,000	55.00000000	23.50	R\$ por Unidade	
Critério para determinação do preço de emissão		O Preço por Ação de R\$23,50 foi fixado após a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento pelos coordenadores da Oferta junto a investidores institucionais, integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, nos termos do "Contrato de Colocação, Coordenação e Garantia Firme de Liquidação de Ações Ordinárias de Emissão da PetroReconcavo S.A." ("Contrato de Colocação") ("Procedimento de Bookbuilding"), justificando-se a escolha do critério de determinação do Preço por Ação, de acordo com o inciso III, §1º do artigo 170 da Lei das S.A., tendo em vista que tal preço não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia e que o valor de mercado das Ações a serem subscritas foi aferido com a realização do Procedimento de Bookbuilding, o qual reflete o valor pelo qual os investidores institucionais apresentaram suas ordens de subscrição de Ações no contexto da Oferta;									
Forma de integralização		Em moeda corrente nacional, à vista.									
02/09/2022	Reunião do Conselho de Administração	02/09/2022	515,754.78	Subscrição particular	48,972	0	48,972	0.01779400	10.53	R\$ por Unidade	
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 10,365 para 24.792 ações, de acordo com os termos do Primeiro Programa de Opção de Compra de Ações da Companhia e de R\$ 10,705 para 24.000 ações, de acordo com os termos do Segundo Programa de Opção de Compra de Ações da Companhia.									
Forma de integralização		Moeda corrente nacional.									
29/09/2022	Reunião Conselho de Administração	29/09/2022	1,027,597.14	Subscrição particular	101,636	0	101,636	0.03544700	10.11	R\$ por Unidade	
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 10,365 para 80.636 ações, de R\$ 10,705 para 11.000 ações, e de R\$ 7,405 para 10.000 ações, de acordo com os termos do Primeiro, Segundo e Terceiro Programas respectivamente.									
Forma de integralização		Moeda Corrente Nacional									
27/10/2022	Reunião do Conselho de Administração	27/10/2022	2,461,372.11	Subscrição particular	248,238	0	248,238	0.08480000	9.92	R\$ por Unidade	
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 10,365 para 139.752 ações, de R\$ 10,705 para 63.486 ações, e de R\$ 7,405 para 45.000 ações, de acordo com os termos do Primeiro, Segundo e Terceiro Programas respectivamente.									
Forma de integralização		Moeda Corrente Nacional									
12/12/2022	Reunião do Conselho de Administração	12/12/2022	399,500.25	Subscrição particular	42,850	0	42,850	0.01462562	9.32	R\$ por Unidade	
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações foi de: (i) 18.850 ações foi fixado em R\$ R\$10,365; (ii) 8.000 ações foi fixado em R\$10,705; e (iii) 16.000 ações foi fixado em R\$7,405, nos termos do Primeiro, Segundo e Terceiro Programas de Opções respectivamente.									
Forma de integralização		Moeda Nacional Corrente									

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
22/12/2022	Reunião do Conselho de Administração	22/12/2022	259,175.00	Subscrição particular	35,000	0	35,000	0.01194450	7.41	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das 35.000 novas ações foi fixado em R\$ 7,405 nos termos do Terceiro Programa de Opções.								
Forma de integralização		Moeda Nacional Corrente								
25/01/2023	Reunião do Conselho de Administração	25/01/2023	1,220,370.00	Subscrição particular	114,000	0	114,000	0.03890031	10.71	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das 114.000 novas ações foi fixado em R\$ 10,705 nos termos do Segundo Programa de Opções.								
Forma de integralização		Moeda Nacional Corrente								
02/03/2023	Reunião do Conselho de Administração	02/03/2023	134,931.57	Subscrição particular	13,018	0	13,018	0.00444042	10.37	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 10,365 para 13.018 ações, de acordo com os termos do Primeiro Programa respectivamente.								
Forma de integralização		Moeda Corrente Nacional								

17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação Unidade			Quantidade de ações depois da aprovação Unidade		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Desdobramento						
01/04/2021	83,911,766	0	83,911,766	167,823,532	0	167,823,532

17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social

Data de deliberação	Data redução	Valor total redução Unidade	Quantidade ações ordinárias Unidade	Quantidade ações preferenciais Unidade	Quantidade total ações Unidade	Redução / Capital anterior	Valor restituído por ação Unidade
22/11/2019	22/11/2019	34,481,321.19	0	0	0	10.61450000	0.00
Forma de restituição	Não aplicável						
Razão para redução	Cisão parcial de ativos da Companhia.						

17. Capital social / 17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social

17.5 – Outras informações relevantes

Em 22 de novembro de 2019, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária, com quórum de instalação de 100% em primeira convocação, entre outras matérias, a cisão parcial da Companhia, com a versão da parcela cindida para sua Controlada Potiguar E&P.

A referida cisão parcial estava inserida em um projeto de reorganização societária da PetroReconcavo e teve como principal objetivo a segregação da parcela cindida da Companhia, que passou a ser explorada separadamente pela Potiguar E&P. A operação foi realizada com solidariedade, de maneira que a PetroReconcavo e a Portiguar E&P se tornaram igualmente responsáveis pelas obrigações da Companhia anteriores à data da operação, nos termos do artigo 233 da Lei nº 6.404/76.

Em 12/01/2021, foi realizada assembleia geral de constituição da SPE Miranga S.A. cujos acionistas são a Companhia e a sua controlada Recôncavo E&P S.A.

18. Valores mobiliários / 18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Os acionistas possuem o direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido do exercício, diminuídos ou acrescidos, dos valores destinados à: (i) reserva legal; (ii) reserva para contingências e reversão de reservas formadas em exercícios anteriores, (iii) reversão da reserva de lucros a realizar formada em exercícios anteriores, nos termos do artigo 202, inciso II, da Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404/1976). Tal distribuição não é obrigatória no exercício que seja incompatível com a situação financeira da Companhia. No exercício em que o dividendo obrigatório superar a parcela realizada do lucro líquido do exercício, a Assembleia Geral poderá, por proposta da administração, destinar o excesso à reserva de lucros a realizar. Por deliberação Conselho de Administração, ad referendum da Assembleia Geral, a Companhia poderá pagar aos acionistas, juros sobre o capital próprio, os quais poderão ser imputados ao valor do dividendo obrigatório previsto no Estatuto Social.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Qualquer um dos acionistas da Companhia dissidente de certas deliberações tomadas em assembleia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor de suas ações, (i) com base no valor patrimonial; ou (ii) com base no valor econômico de tais ações, a ser apurado em avaliação, conforme disposto nos §§4º e 5º do art. 45 da Lei das Sociedades por Ações, sempre que tal valor for inferior ao valor patrimonial contábil constante do último balanço aprovado pela assembleia geral da Companhia. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirada poderá ser exercido, dentre outras, nas seguintes circunstâncias: (i) cisão da Companhia; (ii) redução do dividendo mínimo obrigatório da Companhia; (iii) mudança do objeto social da Companhia; (iv) fusão ou incorporação da Companhia em outra sociedade; e (v) participação da Companhia em um grupo de sociedades
Restrição a circulação	Não
Resgatável	Sim
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	Segundo o Parágrafo Sexto do Artigo 6º do Estatuto Social, a Companhia poderá, mediante deliberação do Conselho de Administração, promover o resgate de ações da Companhia, conforme aprovado em Assembleia Geral convocada especificamente para esse fim, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não há previsão no Estatuto Social sobre condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários. Conforme a Lei das S.A., nem o estatuto nem a assembleia geral poderão privar o acionista dos direitos de: (i) participar dos lucros sociais; (ii) participar do acervo da Companhia, em caso de liquidação; (iii) fiscalizar, na forma prevista na Lei, a gestão dos negócios sociais; (iv) preferência para a subscrição de ações, partes beneficiárias conversíveis em ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, observado o disposto nos arts. 171 e 172 da Lei das S.A.; e (v) retirar-se da sociedade nos casos previstos na referida lei. Qualquer um dos acionistas da Companhia dissidente de certas deliberações tomadas em assembleia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor de suas ações, com base no valor patrimonial ou no valor econômico de tais ações, a ser apurado em avaliação, conforme disposto no art. 45 da Lei das S.A.
Outras características relevantes	N/A

18. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

18.2 – Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Oferta Pública de Aquisição das Ações

Nos termos do Estatuto Social e do Regulamento do Novo Mercado, a alienação direta ou indireta de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição de que o adquirente do controle se obrigue a realizar uma oferta pública de aquisição das ações (“OPA”), tendo por objeto as ações de emissão da Companhia de titularidade dos demais acionistas, observadas as condições e os prazos previstos na legislação e na regulamentação em vigor e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao alienante.

Em caso de alienação indireta do controle, o adquirente deve divulgar o valor atribuído à Companhia para os efeitos do preço da OPA, bem como divulgar a demonstração justificada desse valor.

Para os fins deste Artigo, entende-se por “controle” e seus termos correlatos o significado previsto no Artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações e no Regulamento do Novo Mercado.

Saída Voluntária do Novo Mercado

Conforme previsto no Estatuto Social e no Regulamento do Novo Mercado, a saída voluntária do Novo Mercado deverá ser precedida de OPA que observe os procedimentos previstos na regulamentação editada pela CVM sobre OPA para cancelamento de registro de companhia aberta e os seguintes requisitos: (i) o preço ofertado deve ser justo, sendo possível, o pedido de nova avaliação da Companhia na forma estabelecida na Lei das Sociedades por Ações; (ii) acionistas titulares de mais de 1/3 (um terço) das ações em circulação deverão aceitar a OPA ou concordar expressamente com a saída do referido segmento sem a efetivação de alienação das ações.

A saída voluntária do Novo Mercado pode ocorrer independentemente da realização de oferta pública mencionada neste Artigo, na hipótese de dispensa aprovada em Assembleia Geral, nos termos do Regulamento do Novo Mercado.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

18.3 – Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há exceções ou cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no Estatuto Social da Companhia.

18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários

Exercício social	31/12/2021					Volume financeiro negociado	Valor maior cotação	Valor menor cotação	Valor média cotação
Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Unidade	Unidade	Unidade	Unidade
31/12/2021	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	932.111.924	20,41	13,56 R\$ por Unidade	15,88
30/09/2021	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	805.674.420	20,68	15,06 R\$ por Unidade	17,82
30/06/2021	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	748.097.767	20,28	14,33 R\$ por Unidade	16,68

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Até a data da apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos que não suas ações.

18. Valores mobiliários / 18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data da apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos que não suas ações.

18. Valores mobiliários / 18.6 - Mercados de negociação no Brasil

18.6 – Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

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.

18. Valores mobiliários / 18.7 - Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18. Valores mobiliários / 18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

18.9 – Ofertas públicas de distribuição

Oferta Pública inicial de ações da Companhia

A Companhia aprovou em sede de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 23 de fevereiro de 2021 a realização de sua oferta pública inicial de ações (“Oferta”). A Oferta contou com a distribuição primária de 80.500.000 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Companhia, todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, considerando o exercício total da opção de ações suplementares, realizada no Brasil, com esforços de colocação das ações no exterior, ao preço de R\$14,75 por ação, perfazendo o montante total de R\$1.187.375.000,00. O anúncio de encerramento da Oferta foi divulgado em 7 de maio de 2021.

18. Valores mobiliários / 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas

18.10 – 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 da Petrobras realizadas e em curso; (ii) potencial aquisição de ativos da Petrobras; e (iii) aumento da posição de caixa.

(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.

18. Valores mobiliários / 18.11 - Ofertas públicas de aquisição

18.11 – Ofertas Públicas de Aquisição

Não aplicável, uma vez que a Companhia não realizou, nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente, ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Informações complementares da Oferta Restrita de Ações, conforme fato relevante da Companhia datado de 14 de junho de 2022

Custos de Distribuição - As comissões, os impostos, as taxas e outras retenções sobre comissões, nos termos do Contrato de Colocação e do Contrato de Colocação Internacional, serão arcados pela Companhia. As taxas de registro na B3, CVM e na ANBIMA relativas à Oferta Restrita, as despesas com auditores, advogados, consultores, bem como outras despesas descritas abaixo serão arcadas pela Companhia.

A tabela abaixo indica as comissões, despesas e custos estimados da Oferta Restrita:

Custos	Valor ⁽¹⁾ (R\$)	% em Relação ao Valor Total da Oferta	Valor por Ação (R\$)	% em Relação ao Preço por Ação ⁽¹⁾
Comissão de Coordenação ⁽²⁾	3.619.000,00	0,35%	0,08	0,35%
Comissão de Colocação ⁽³⁾	10.857.000,00	1,05%	0,25	1,05%
Comissão de Garantia Firme de Liquidação ⁽⁴⁾	3.619.000,00	0,35%	0,08	0,35%
Comissão de Incentivo ⁽⁵⁾	10.340.000,00	1,00%	0,24	1,00%
Total de Comissões⁽⁶⁾	28.435.000,00	2,75%	0,65	2,75%
Tributos e Outras Retenções ⁽⁶⁾	3.037.053,13	0,29%	0,07	0,29%
Taxa de Fiscalização da CVM	310.200,00	0,03%	0,01	0,03%
Taxa de Registro na ANBIMA	31.826,52	0,00%	0,00	0,00%
Custos da B3 ⁽⁷⁾	429.164,13	0,04%	0,01	0,04%
Despesas com Advogados e Consultores ⁽⁸⁾	2.760.000,00	0,27%	0,06	0,27%
Despesas com Auditores Independentes	1.300.000,00	0,13%	0,03	0,13%
Outras Despesas ⁽⁹⁾	1.500.000,00	0,15%	0,03	0,15%
Total de Despesas	9.368.243,78	0,91%	0,21	0,91%
Total de Comissões e Despesas	37.803.243,78	3,66%	0,86	3,66%

(1) Com base no Preço por Ação de R\$23,50.

(2) A Comissão de Coordenação é aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada; e (ii) pelo Preço por Ação.

(3) A Comissão de Colocação aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada; e (ii) pelo Preço por Ação.

(4) A Comissão de Garantia Firme de Liquidação é aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada; e (ii) pelo Preço por Ação. A Comissão de Garantia Firme de Liquidação é devida independentemente do exercício da garantia firme.

(5) A Comissão de Incentivo é limitada ao montante equivalente à taxa de 1,00% aplicada sobre o produto resultante da multiplicação (i) da quantidade total de Ações efetivamente colocada; e (ii) pelo Preço por Ação. A Comissão de Incentivo constitui parte da remuneração a ser paga aos Coordenadores da Oferta a exclusivo critério e discricionariedade da Companhia. Os critérios utilizados na quantificação da Comissão de Incentivo são de ordem subjetiva, de aferição discricionária pela Companhia tais como, atuação de cada Coordenador da Oferta durante a preparação, execução e conclusão da Oferta Restrita no desempenho de suas atividades buscando o melhor resultado para a Companhia.

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

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

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

(9) Inclui despesas decorrentes do Contrato de Colocação Internacional, como por exemplo, despesas relativas a printer a apresentação de *roadshow*, etc.

No contexto da Oferta Restrita, não há outra remuneração devida pela Companhia aos Coordenadores da Oferta ou aos Agentes de Colocação Internacional, exceto pela remuneração descrita acima, bem como não existe nenhum outro tipo de remuneração que dependa do Preço por Ação.

Capitalização - a capitalização total da Companhia, composta pelo patrimônio líquido total da Companhia, e indicam: (i) a posição efetiva extraída das Informações Trimestrais – ITR consolidadas relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2022 naquela data; (ii) a posição efetiva na presente data, considerando o aumento de capital da Companhia de 6 de abril de 2022; e (iii) os valores ajustados para refletir o recebimento por nós dos recursos líquidos provenientes da Oferta Restrita, que correspondem a, aproximadamente, R\$996.196.756,22, com base no Preço por Ação de R\$23,50.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

As informações descritas abaixo na coluna denominada “Histórica” foram extraídas do Formulário de Informações Trimestrais – ITR relativas ao período de três meses findo em 31 de março de 2022. Os investidores devem ler a tabela abaixo em conjunto com as seções “3. Informações Financeiras Selecionadas” e “10. Comentários dos Diretores” deste Formulário de Referência, bem como com as Informações Trimestrais da Companhia.

Em milhares de reais	Em 31 de março de 2022	Posição Efetiva ⁽¹⁾	Ajustado Pós-Oferta ⁽²⁾
Empréstimos e financiamentos (circulante).....	251.762	251.762	251.762
Empréstimos e financiamentos (não circulante)	327.079	327.079	327.079
Arrendamentos a pagar (circulante)	11.364	11.364	11.364
Arrendamentos a pagar (não circulante)	3.266	3.266	3.266
Valores a pagar por aquisições (circulante)	389.697	389.697	389.697
Valores a pagar por aquisições (não circulante)	690.018	690.018	690.018
Patrimônio líquido	2.085.378	2.085.711	3.081.908
Capitalização Total⁽³⁾	3.758.564	3.758.897	4.755.094

(1) A posição efetiva na presente data, considerando o aumento de capital da Companhia de 6 de abril de 2022.

(2) Ajustado para refletir o recebimento de recursos líquidos da Oferta Restrita , estimados em R\$996.196.756,22, após a dedução das comissões

(3) Capitalização total corresponde ao total dos empréstimos e financiamentos, passivos de arrendamentos e o total do patrimônio líquido consolidado da Companhia.

Exceto pelo aumento de capital realizado em 6 de abril de 2022, no valor de R\$333.225,00, não houve alteração relevante na capitalização total da Companhia desde 31 de março de 2022.

Destinação de Recursos – Com base no Preço por Ação de R\$23,50, os recursos líquidos provenientes da Oferta Restrita, após a dedução das comissões e despesas estimadas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta Restrita, serão de, aproximadamente, R\$996.196.756,22.

A Companhia pretende utilizar os recursos líquidos obtidos por meio da Oferta Restrita para o financiamento de potenciais aquisições futuras de ativos que possam contribuir para a execução da estratégia de expansão da Companhia, tais como a do Polo Bahia Terra em curso, sendo que quaisquer recursos líquidos remanescentes serão utilizados para o fortalecimento da posição de caixa para a gestão ordinária de seus negócios. Para mais informações sobre a potencial aquisição do Polo Bahia Terra, ver itens 3.3, 4.1, 4.7, 7.1, 7.9 e 10.9 do Formulário de Referência.

A Companhia está constantemente analisando oportunidades de investimento em negócios complementares às suas atividades atualmente desenvolvidas e não há, até a presente data, qualquer negociação em andamento que vincule a Companhia à aquisição de qualquer potencial ativo.

A efetiva aplicação dos recursos captados por meio da Oferta Restrita depende de diversos fatores que a Companhia não pode garantir que virão a se concretizar, dentre os quais as condições de mercado então vigentes, e se baseia em suas análises, estimativas e perspectivas atuais sobre eventos futuros e tendências, além de outros fatores que não se pode antecipar (e.g., como resultado da pandemia COVID-19). Alterações nesses e em outros fatores podem obrigar a Companhia a rever a destinação dos recursos líquidos da Oferta Restrita quando de sua efetiva utilização.

Enquanto os recursos líquidos decorrentes da Oferta Restrita não forem efetivamente utilizados, no curso regular dos negócios da Companhia, eles poderão ser investidos em aplicações financeiras que a Companhia acredita estar dentro de sua política de investimento, visando à preservação do seu capital e investimentos com perfil de alta liquidez, tais como títulos de dívida pública e aplicações financeiras de renda fixa contratados ou emitidos por instituições financeiras de primeira linha.

Os valores efetivamente utilizados e a escolha do momento da utilização do capital captado, dependerão de uma série de fatores, incluindo os fatores de risco, descritos na seção “4. Fatores de Risco” do Formulário de Referência da Companhia. Alterações nesses e em outros fatores podem obrigar a Companhia a rever a destinação dos recursos líquidos quando de sua efetiva utilização.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Caso os recursos líquidos captados pela Companhia por meio da Oferta Restrita sejam inferiores às suas estimativas, sua aplicação será reduzida de forma proporcional aos objetivos da Companhia e, na hipótese de serem necessários recursos adicionais, a Companhia poderá efetuar emissão de outros valores mobiliários e/ou efetuar a contratação de linha de financiamento junto a instituições financeiras, ou mesmo mediante a realização de outra oferta pública de ações ordinárias de emissão da Companhia. A forma de obtenção desses recursos será definida pela Companhia à época da respectiva captação, dependendo inclusive das condições de mercado.

Diluição - Os investidores que participarem da Oferta Restrita sofrerão diluição imediata de seu investimento, calculada pela diferença entre o Preço por Ação e a soma do valor patrimonial contábil das ações de emissão da Companhia subjacentes a cada Ação imediatamente após a Oferta Restrita.

Em 31 de março de 2022, o valor do patrimônio líquido consolidado da Companhia era de R\$2.085.378.000,00 e o valor patrimonial contábil por ação ordinária de emissão da Companhia, na mesma data, era de R\$8,39. O referido valor patrimonial contábil por ação ordinária de emissão da Companhia representa o valor do patrimônio líquido consolidado da Companhia, dividido pelo número total de ações ordinárias de emissão da Companhia em 31 de março de 2022.

Considerando a subscrição da totalidade das Ações no âmbito da Oferta Restrita após a dedução das comissões e despesas devidas pela Companhia no âmbito da Oferta Restrita, com base no Preço por Ação, o patrimônio contábil ajustado da Companhia, em 31 de março de 2022, seria de R\$3.081.907.981, representando um valor de R\$10,53 por ação ordinária de emissão da Companhia. Isso representa (i) um aumento imediato do valor patrimonial contábil por ação ordinária de emissão da Companhia correspondente a R\$2,14 para os acionistas existentes; e (ii) uma diluição imediata do valor patrimonial contábil por ação ordinária de R\$12,97 para os novos investidores, subscritores/adquirentes de Ações no contexto da Oferta Restrita.

O quadro a seguir ilustra a diluição por ação ordinária de emissão da Companhia, com base em seu patrimônio líquido em 31 de março de 2022 e considerando os impactos da realização da Oferta Restrita Primária:

	<i>Em R\$, exceto percentagens</i>
Preço por Ação	23,50
Valor patrimonial contábil por Ação em 31 de março de 2022	8,39
Valor patrimonial contábil por Ação em 31 de março de 2022 ajustado para refletir a Oferta Restrita	10,53
Aumento do valor contábil patrimonial líquido por Ação em 31 de março de 2022 atribuído aos atuais acionistas	2,14
Diluição do valor patrimonial contábil por Ação para os novos investidores ⁽¹⁾	12,97
Percentual de diluição dos novos investidores⁽²⁾	55,18%

⁽¹⁾ Para os fins aqui previstos, diluição representa a diferença entre o Preço por Ação a ser pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação de emissão da Companhia imediatamente após a conclusão da Oferta Restrita.

⁽²⁾ O cálculo da diluição percentual dos novos investidores é obtido por meio da divisão do valor da diluição dos novos investidores pelo Preço por Ação.

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

Restrições à Negociação das Ações (*Lock-up*) - A Companhia e os atuais membros do Conselho de Administração, diretores estatutários da Companhia e o Acionista Vendedor, nos termos do Contrato de Colocação Internacional e de cada acordo de *Lock-up* celebrado, possuem determinadas restrições à emissão e/ou negociação, conforme o caso, de ações ordinárias de emissão da Companhia pelo prazo de 90 dias a contar desta data, em que houve a divulgação do Comunicado de Preço, inclusive, salvo na hipótese de prévio consentimento por escrito do Coordenador Líder e do Itau BBA USA Securities, Inc. e observadas as exceções e outras restrições previstas em cada acordo de *Lock-up*.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra

Data delib.	Período recomp.	Reservas e lucros disp. Unidade	Espécie	Classe	Qtde. prevista Unidade	% rel. circ.	Qtde. adquirida aprovadas Unidade	PMP	Fator de cotação	% adquirido
Outras caracter.										
22/07/2021	22/07/2021 à 21/01/2023	113.992.622,46	Ordinária		500.000	0,001580	472.822	18,88	R\$ por Unidade	94,564400
			Ordinária		1.000.000	0,341800	200.000	24,96	R\$ por Unidade	20,000000

A Companhia aprovou seu Primeiro Programa de Recompra na Reunião do Conselho de Administração realizada em 22 de julho de 2021. Nos termos do artigo 30, parágrafo primeiro, alíneas "b" e "c" da Lei nº 6.404/1976, da Instrução CVM nº 567/2015 e do artigo 17 (q) do Estatuto Social, a aquisição pela Companhia de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de sua emissão ("Ações"), respeitados os limites legais e com base em recursos disponíveis ("Programa de Recompra"), para (i) manutenção em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento, e (ii) fazer frente aos compromissos assumidos pela Companhia no âmbito do Programa de Incentivo Consolidado aprovado pelo Conselho de Administração e pela Assembleia Geral em 1º de abril de 2021 ("Programa de Incentivo"), mediante alienação e entrega de Ações aos diretores estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas que sejam participantes do Programa de Incentivo.

As aquisições de ações de emissão própria serão realizadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, a preços de mercado e intermediadas por uma ou mais dentre as seguintes instituições financeiras:

a) Itaú Corretora de Valores S.A

CNPJ: 61.194.353/0001-64

Endereço: Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.500 – 7º andar, São Paulo – SP.

b) Morgan Stanley Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.

CNPJ: 04.323.351/0001-94

Endereço: Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.600 – 6º andar, São Paulo – SP, CEP 04538-132

c) Safra Corretora de Valores e Câmbio Ltda.

CNPJ: 60.783.503/0001-94

Endereço: Avenida Paulista, 2.100 – 16º andar, São Paulo – SP, CEP 01310-300

As aquisições de ações de emissão própria serão realizadas nas datas e quantidades a serem oportunamente definidas pela Diretoria da Companhia, e (iii) com utilização somente de recursos disponíveis na forma do artigo 7º, §1º, da Instrução CVM nº 567/2015.

O 1º Programa de Recompra de Ações foi encerrado em 28/07/2022, com a aquisição de 472.822 (quatrocentas e setenta e duas mil, oitocentas e vinte e duas) ações ordinárias da Companhia a um preço médio, líquido de custos de transação, de R\$18,88 (dezito reais e oitenta e oito centavos), para fazer frente aos compromissos assumidos pela Companhia no âmbito do Programa de Incentivo Consolidado aprovado pelo Conselho de Administração e pela Assembleia Geral em 1º de abril de 2021 ("Programa de Incentivo") mediante a alienação e entrega de ações aos diretores estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas que foram participantes do Programa de Incentivo.

28/07/2022	28/07/2022 à 27/01/2024	643.473.526,58	Ordinária		500.000	0,161600	472.822	18,88	R\$ por Unidade	94,564400
------------	-------------------------	----------------	-----------	--	---------	----------	---------	-------	-----------------	-----------

A Companhia aprovou, em reunião realizada em 28 de julho de 2022, nos termos do artigo 30, parágrafo primeiro, alíneas "b" e "c" da Lei nº 6.404/1976, da Resolução CVM 77 de 29 de março de 2022 ("Resolução CVM 77/2022") e do artigo 17 (q) do Estatuto Social, a aquisição, pela Companhia, de até 1.000.000 (um milhão) de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de sua emissão, que correspondem a 0,36% das ações de emissão da Companhia em circulação e 0,34% do total de ações de emissão da Companhia, nesta data ("2º Programa de Recompra de Ações"). O 2º Programa de Recompra de Ações tem por objetivo a aquisição de ações de emissão da Companhia para (i) manutenção em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento, e (ii) fazer frente aos compromissos assumidos pela Companhia no âmbito do Programa de Incentivo Consolidado aprovado pelo Conselho de Administração e pela Assembleia Geral em 1º de abril de 2021, do Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritivas aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 27 de abril de 2022 ("PILP") e do Programa de Ações Restritivas Parcelas TSR e Retenção relativo ao exercício social de 2022, aprovado pelo Conselho de Administração em 31 de maio de 2022, mediante alienação e entrega de ações aos diretores estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas que sejam participantes do Programa de Incentivo e do PILP, conforme detalhado no Anexo 5.10.1 da ata da Reunião do Conselho de Administração realizada em 28 de julho de 2022. As aquisições de ações de emissão própria serão realizadas (i) na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, a preços de mercado e intermediadas por uma ou mais dentre as seguintes instituições financeiras: Itaú Corretora de Valores S.A., Morgan Stanley Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. e Safra Corretora de Valores e Câmbio Ltda., (ii) nas datas e quantidades a serem oportunamente definidas pela Diretoria da Companhia, e (iii) com utilização somente de recursos disponíveis na forma do artigo 8º, §1º, da Resolução CVM 77 de 29 de março de 2022.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria

Exercício social 31/12/2021

Ações

Espécie de ação	Classe ação preferencial	Descrição dos valores mobiliários	Fator cotação R\$ por Unidade
Ordinária			
Movimentação		Quantidade Unidade	Preço médio ponderado de aquisição/alienação Unidade
Quantidade Inicial		143.009	
Quantidade adquirida		345.000	24,34
Quantidade alienada		205.765	14,74
Quantidade cancelada		0	
Quantidade final		282.244	
Relação valores mobiliários em circulação		0,188100%	

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria**19.3 – Outras Informações Relevantes – recompra / tesouraria**

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 19 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

Data aprovação	23/02/2021
Órgão responsável pela aprovação	Conselho de Administração
Cargo e/ou função	Acionistas controladores, membros do Conselho de Administração, da Diretoria, do Conselho Fiscal (quando instalado), do Comitê de Auditoria e de quaisquer outros órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, as sociedades controladas e coligadas da Companhia e, conforme identificação realizada pelo Diretor de Relações com Investidores, quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição no Controlador, nas Controladas ou nas Coligadas, tenha ou possa vir a ter acesso a ato ou fato relevante, incluindo empregados, colaboradores ou outros acionistas da Companhia, bem como terceiros que, em razão de relação comercial, profissional ou de confiança com a Companhia, tais como auditores independentes, analistas de valores mobiliários, consultores e instituições integrantes do sistema de distribuição.

Adicionalmente, também afeta as Pessoas Ligadas, conforme definido na Política de Negociação.

Principais características e locais de consulta

A Política de Negociação visa estabelecer regras, procedimentos e diretrizes para assegurar a observância de boas práticas na negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia, bem como esclarecer regras que deverão ser observadas pelo Diretor de Relações com Investidores e demais Pessoas Vinculadas à Política de Negociação relacionadas à divulgação e à manutenção de sigilo acerca de Informações Relevantes, buscando contribuir para o cumprimento das leis e regras que coibem a prática de insider trading.

As regras da Política de Negociação também definem períodos nos quais determinadas pessoas deverão abster-se de negociar valores mobiliários de emissão da Companhia, de modo a evitar qualquer questionamento ou suspeição com relação ao uso indevido de informações privilegiadas e informações relevantes não divulgadas ao público.

As Pessoas Vinculadas à Política de Negociação devem zelar para que as regras da Política sejam cumpridas por pessoas que estejam sob sua influência, incluindo (i) o cônjuge; (ii) os dependentes incluídos em sua declaração de ajuste anual do imposto sobre a renda; e (iii) sociedades controladas direta ou indiretamente pelas Pessoas Vinculadas à Política de Negociação.

As Pessoas Vinculadas à Política de Negociação que descumprirem qualquer disposição constante na Política de Negociação, além das eventuais penalidades legais, obrigam-se a ressarcir a Companhia e/ou outras Pessoas Vinculadas, integralmente e sem limitação, de todos os prejuízos que a Companhia e/ou outras Pessoas Vinculadas venham a incorrer e que sejam decorrentes, direta ou indiretamente, de tal descumprimento, podendo ainda a Companhia, a seu exclusivo critério, adotar quaisquer medidas corretivas e/ou disciplinares sancionatórias frente aos infratores, incluindo demissão por justa causa.

A definição de “Informação Relevante” consta na Política de Negociação, em linha com o previsto na Resolução CVM nº 44, de 23 de agosto de 2021.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização As Pessoas Vinculadas deverão abster-se de realizar quaisquer negociações, direta ou indiretamente, com valores mobiliários nos casos previstos abaixo, nos termos da Resolução CVM nº 44:

- (i) antes da divulgação ao mercado de Informação Relevante, de que tenham conhecimento, relacionado aos negócios da Companhia;
 - (ii) tratando-se de Administradores, quando se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de fatos relevantes originados durante seu período de gestão, e até: (i) o encerramento do prazo de 6 (seis) meses contado da data de seu afastamento; ou (ii) a divulgação ao público do respectivo fato relevante, o que ocorrer primeiro;
 - (iii) quando tomarem conhecimento de intenção da Companhia de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária;
 - (iv) em relação aos controladores e Administradores, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de valores mobiliários pela própria Companhia, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se tiver sido outorgada opção ou mandato para esta finalidade;
 - (v) no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação ITR e DFP, e no próprio dia da divulgação antes que se torne pública, conforme exigido pela CVM; e
 - (vi) nos Períodos de Bloqueio fixados pelo Diretor de Relação com Investidores.
- Ainda, são vedadas: (i) a realização de operações no mercado de empréstimo de títulos de emissão da Companhia por Pessoas Vinculadas; e (ii) a negociação, a qualquer tempo, de instrumentos derivativos de qualquer espécie referenciados em valores mobiliários incluindo as operações que sejam negociadas a termo, mercados futuros, por meio de opções de compra e venda e/ou swaps, dentre outros, que derivem, integral ou parcialmente, do valor dos valores mobiliários de emissão da Companhia pelos Administradores

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

20.2 – Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes além das constantes desse Formulário de Referência.

21. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

21.1 – Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante (“Política de Divulgação”), a qual está descrita no item 21.2 deste Formulário de Referência, foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 23 de fevereiro de 2021.

Além disso, para assegurar que as regras sobre divulgação de informações constantes na Política de Divulgação sejam cumpridas, é exigido que cada uma das pessoas que deverão observar as suas disposições assine um termo de adesão, por meio do qual se dão por cientes de seus termos e se comprometem a cumpri-los em sua integridade.

Adicionalmente, de acordo com a legislação em vigor, em especial a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“Lei das Sociedades por Ações”), e Resolução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 44 (“Resolução CVM 44”), de 23 de agosto de 2021, que revoga a Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002 conforme alterada (“Instrução CVM 358”), toda e qualquer companhia de capital aberto deve, como regra geral, apresentar à CVM e à B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão (“B3”) determinadas informações periódicas, tais como informações financeiras trimestrais e demonstrações financeiras anuais acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes, bem como arquivar junto à CVM e à B3 quaisquer acordos de acionistas existentes, avisos concernentes às assembleias gerais de acionistas e cópias de atas e comunicados relativos à divulgação de atos ou eventuais fatos relevantes.

A Resolução CVM 44 disciplina, ainda, regras a respeito da divulgação e do uso de informações sobre os Atos ou Fatos Relevantes (conforme abaixo definidos), inclusive, mas não se limitando a, o que se refere à divulgação de informações relativas à negociação e a aquisição de títulos emitidos pelas companhias de capital aberto. Enquadram-se no conceito de Ato ou Fato Relevante as decisões tomadas pelos acionistas controladores, resoluções de assembleia geral de acionistas ou da administração da companhia, ou quaisquer outros atos ou fatos políticos, administrativos, técnicos, financeiros ou econômicos relacionados com os negócios da companhia que possam influenciar: (i) a cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados; (ii) a decisão dos investidores de negociarem e/ou manterem tais valores mobiliários; ou (iii) a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados.

A Resolução CVM 44 dá exemplos de Atos ou Fatos Relevantes e inclui outras hipóteses que dão origem à obrigação, pela companhia aberta, de enviar Atos ou Fatos Relevantes à CVM, por meio do sistema Empresas.Net fornecido pela CVM e pela B3, bem como divulgá-los ao mercado em geral. A Companhia faz a divulgação, ainda, por meio de portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibiliza, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade, conforme detalhado no item 21.2 a seguir.

Ademais, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento especial de listagem de governança corporativa da B3 que, adicionalmente à legislação e às normas da CVM aplicáveis, contempla regras de divulgação mais rigorosas e amplia as informações a serem divulgadas pelas companhias abertas que adotem tais práticas diferenciadas de governança corporativa.

Em vista das normas legais, regulamentares e da B3 aplicáveis, a Política de Divulgação da Companhia prevê que a guarda de sigilo pressupõe, entre outros cuidados adicionais, não discutir a Informação Relevante (informação relativa a Ato ou Fato Relevante e que ainda não tenha sido

21. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

divulgada ao público investidor) em lugares públicos ou na presença de terceiros, ainda que se possa esperar que referido terceiro não possa intuir o significado da conversa;

É obrigação das pessoas sujeitas à Política de Divulgação assegurar que a divulgação de informações pela Companhia seja correta, completa, tempestiva e desenvolvida por meio dos administradores incumbidos dessa função, na forma prevista na política e na regulamentação aplicável.

Sempre que houver dúvida a respeito da caracterização de informação como Informação Relevante, as pessoas obrigadas pela Política de Divulgação devem entrar em contato com o departamento de Relações com Investidores da Companhia, submetido ao Diretor de Relações com Investidores, a fim de esclarecer a referida dúvida.

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

21.2 – Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

A Companhia adota uma Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 23 de fevereiro de 2021, nos termos da legislação e regulamentos vigentes.

Obrigações perante o Diretor de Relações com Investidores: Qualquer Pessoa Vinculada que tenha conhecimento de atos ou fatos que possam configurar Informação Relevante deverá proceder à comunicação imediata ao Diretor de Relações com Investidores, de forma a garantir a imediata divulgação da Informação Relevante, ou diretamente à CVM, se o Diretor de Relações com Investidores permanecer inerte ao dever de comunicar. Caso qualquer Pessoa Vinculada verifique que uma Informação Relevante ainda não divulgada ao público escapou ao controle da Companhia ou, ainda, na situação em que um Ato ou Fato Relevante ainda não tenha sido divulgado, tenha ocorrido oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários, tais fatos deverão ser imediatamente comunicados à Companhia, na pessoa do Diretor de Relações com Investidores.

Responsabilidade em Caso de Omissão: Quaisquer violações à política verificadas pelas Pessoas Vinculadas deverão ser comunicadas imediatamente à Companhia, na pessoa do Diretor de Relações com Investidores, sem prejuízo das sanções cabíveis nos termos da legislação vigente.

Quando Informar e Divulgar – Prazos: A divulgação ao público de Ato ou Fato Relevante deverá ocorrer, sempre que possível, previamente ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores localizadas no País ou no exterior, e preferencialmente após o encerramento de tais negócios. Caso seja imperativo que a divulgação de Ato ou Fato Relevante ocorra durante o horário de negociação, o Diretor de Relações com Investidores deverá solicitar, sempre simultaneamente às Bolsas de Valores, a suspensão da negociação dos Valores Mobiliários, pelo tempo necessário à adequada disseminação da informação relevante, observados os procedimentos previstos nos regulamentos editados pelas Bolsas de Valores sobre o assunto.

Formas de Divulgação – Jornais e Internet: A divulgação de Ato ou Fato Relevante envolvendo a Companhia deverá dar-se por meio de (i) da página na rede mundial de computadores do portal de notícias Portal Neo1 (www.portalneo1.net/); (ii) da página na rede mundial de computadores de Relação com Investidores da Companhia (www.ri.petroreconcavo.com.br); (iii) do sistema de envio de Informações Periódicas e Eventuais da CVM (Sistema IPE); e (iv) da página na rede mundial de computadores das Bolsas de Valores onde os valores mobiliários da Companhia sejam admitidos à negociação. A Companhia poderá, adicionalmente, mas não de forma obrigatória, realizar a divulgação de Ato ou Fato Relevante por meio de publicação nos jornais de grande circulação habitualmente por ela utilizados, podendo o anúncio conter a descrição resumida da Informação Relevante, desde que indique endereço na Internet onde esteja disponível a descrição completa da Informação Relevante, em teor no mínimo idêntico ao texto enviado à CVM, à B3 e a outras entidades, conforme aplicável.

Informações Privilegiadas e o Dever de Sigilo: As Pessoas Vinculadas devem guardar sigilo acerca de Informações Relevantes que ainda não tenham sido divulgadas, às quais tenham acesso em razão do cargo ou posição que ocupam, até que tais Informações Relevantes sejam divulgadas ao público, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam. As Pessoas Vinculadas não devem discutir Informações Relevantes em lugares públicos. Da mesma forma, as Pessoas Vinculadas somente deverão tratar de assuntos relacionados à Informação

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

Relevante com aqueles que tenham necessidade de conhecer a Informação Relevante. É vedado às Pessoas Vinculadas fornecer ou comentar na mídia, por qualquer meio de comunicação, inclusive pela internet ou redes sociais, qualquer Informação Privilegiada a qual tenham obtido acesso em razão do cargo ou posição que ocupam até sua divulgação ao público, bem como realizar qualquer manifestação pública a respeito de notícias publicadas pela imprensa sobre questões tratadas em reuniões dos órgãos da Administração ou de qualquer unidade administrativa da Companhia, que não tenham sido objeto de prévio pronunciamento oficial por intermédio do Diretor de Relações com Investidores. O dever de sigilo previsto na Política de Divulgação se aplica também aos ex-Administradores e ex-membros do Conselho Fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados ou que venham a ser criados por disposição estatutária, que tenham se afastado antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, e se estenderá até a divulgação, pela Companhia, do Ato ou Fato Relevante ao mercado em geral.

Exceção à Regra de Divulgar: Os atos ou fatos que constituam Informação Relevante poderão, excepcionalmente, deixar de ser divulgados, se a sua revelação puder colocar em risco o interesse legítimo da Companhia. A Companhia poderá optar por submeter à apreciação da CVM a questão acerca da divulgação de Informação Relevante que possa colocar em risco seu interesse legítimo. Sempre que uma Informação Relevante ainda não divulgada ao público escape ao controle da Companhia ou, na situação em que uma Informação Relevante ainda não tenha sido divulgada, caso se verifique que ocorreu oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários, o Diretor de Relações com Investidores deverá providenciar para que a Informação Relevante seja imediatamente divulgada à CVM, às Bolsas de Valores e ao mercado em geral. Na hipótese de não divulgação de Ato ou Fato Relevante por decisão dos Controladores ou Administradores, estes, em caso de a informação escapar ao controle ou ocorrer oscilação atípica, ficam obrigados a realizar a divulgação pertinente diretamente ou por meio do Diretor de Relação com Investidores.

Solicitação de Manutenção de Sigilo junto à CVM: Os Administradores e Acionistas Controladores poderão submeter à CVM a sua decisão de, excepcionalmente, manter em sigilo Atos ou Fatos Relevantes cuja divulgação entendam configurar manifesto risco a legítimos interesses da Companhia.

Canais de Comunicação Utilizados para Disseminação da Política: A divulgação da Política ocorre não somente pelos sites em que se encontra disponível - nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br - mas também através dos canais internos da Companhia, por meio de e-mails de comunicação interna.

Locais onde esta política pode ser consultada: A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante está disponível para consulta nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br.

21. Política de divulgação / 21.3 - Responsáveis pela política

21.3 – Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia possui a responsabilidade primária pela comunicação e divulgação à CVM e, se for o caso, à Bolsa de Valores e a entidade do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários sejam admitidos à negociação, de ato ou fato relevante envolvendo a Companhia. Compete, ainda, ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores zelar pela execução e acompanhamento da Política de Divulgação.

As Pessoas Relacionadas, por sua vez, deverão prontamente comunicar qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores que, observada a Política de Divulgação e a regulamentação aplicável, poderá promover a sua divulgação.

21. Política de divulgação / 21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação**21.4 – Outras informações relevantes**

Não há outras informações que a Companhia julgue relevante em relação ao item 21 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.