

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Primeiro Trimestre de 2022

Teleconferência de Resultados do 1T22

Sexta-feira, 06 de maio de 2022

14h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

P

entrar



RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Destaques de 1T22

Mensagem da Administração

- 01 [Portfólio de Ativos](#)
- 02 [Desempenho Operacional](#)
- 03 [Desempenho Financeiro Consolidado](#)
- 04 [Outros destaques do balanço](#)
- 05 [Certificação de Reservas](#)
- 06 [SSMS & ASG \(Ambiental, Social e Governança\)](#)

[Anexo 1 - Balanço Patrimonial](#)

[Anexo 2 - Demonstração do Resultado](#)

[Anexo 3 - Demonstração do Fluxo de Caixa](#)



Mata de São João, 05 de maio de 2022 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre de 2022 (1T22). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$), de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destques do 1T22

- Crescimento de 186% e de 215%, respectivamente, na Receita Líquida e no EBITDA no 1T22, comparado ao 1T21. O EBITDA ajustado desconsiderando-se o efeito do hedge apresentou crescimento de 290% no 1T22, comparado ao 1T21;
- Lucro líquido no 1T22 de R\$ 401,8 milhões;
- Crescimento de 67,8% na produção total do 1T22 vs. 1T21;
- A Companhia deu seguimento a Campanha de Perfuração no Ativo Potiguar, tendo perfurado 07 poços durante o 1T22;
- Como evento subsequente, a Companhia obteve a prorrogação do contrato de concessão do Campo Pajeú até 31 de dezembro de 2035 e redução da alíquota de royalties para produção incremental;
- Redução de 19,3% da dívida líquida quando comparado ao 4T21.
- Como evento subsequente, em 4 de maio de 2022 a Companhia em consórcio com a Eneva, foi convidada para iniciar uma fase de negociação exclusiva do Polo Bahia Terra no processo de desinvestimento da Petrobras.



Índice



03



Principais Indicadores (em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receita líquida	703.476	245.788	186,2%	285.362	146,5%
Lucro Líquido (Prejuízo) do período	401.838	(12.890)	n.m.	72.297	455,8%
Margem Líquida ¹	57,1%	-5,2%	62,4p.p.	25,3%	31,8p.p.
EBITDA ²	414.739	131.632	215,1%	137.221	202,2%
Margem de EBITDA ³	59,0%	53,6%	5,4p.p.	48,1%	10,9p.p.
EBITDA ajustado pelo Hedge ⁴	499.969	128.092	290,3%	207.160	141,3%
Margem EBITDA Ajustado ⁵	71,1%	52,1%	19,0p.p.	58,3%	12,8p.p.
Dívida Líquida ⁶	912.907	812.787	12,3%	1.131.537	-19,3%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses ⁷	1,12 x	1,62 x	-31,2%	2,12 x	-47,4%
Produção média bruta (boe por dia) ⁸	19.455	11.597	67,8%	13.641	42,6%
Produção bruta (em boe) ⁸	1.750.950	1.043.724	67,8%	1.255.047	39,5%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁹	R\$ 64,08	R\$ 68,47	-6,4%	R\$ 75,34	-14,9%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ média ¹⁰	R\$ 5,23	R\$ 5,47	-4,4%	R\$ 5,58	-6,2%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹¹	\$12,25	\$12,51	-2,1%	\$13,50	-9,3%
Preço médio à vista do Petróleo Brent ¹²	\$101,40	\$60,90	66,5%	\$79,73	27,2%

Notas:

- (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) Representa o saldo da dívida líquida no fim do período dividido 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) Volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1000 m³ de gás equivale a 6,2897 barril de óleo equivalente (boe).
- (9) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás, os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período.
- (10) A taxa de câmbio média do período corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.
- (11) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período, dividido pela taxa de câmbio média do período.
- (12) O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).



Índice



Mensagem da Administração



Índice



05

Iniciamos o ano de 2022 com resultados trimestrais que demonstram a mudança de patamar pela qual a Companhia vem passando desde 2020 e que segue consolidando. Os números do 1T22 agora refletem os frutos do trabalho realizado em 2021, em especial com a conclusão das aquisições dos Polos Miranga e Remanso, desenvolvimento orgânico de nossa produção e especialmente, posicionamento no novo mercado do gás natural.

Como consequência registramos um crescimento de 186% em nossa receita líquida e 215% no EBITDA, quando comparado ao mesmo período do ano anterior e um lucro líquido que ultrapassou 400 milhões de reais no trimestre. O EBITDA de R\$414,7 milhões no 1T22 equivale a 77,5% do EBITDA acumulado em todo o ano de 2021.

A produção média diária atingiu 19.455 barris de óleo equivalente, 68% superior ao 1T21, com avanços significativos na produção de óleo e de gás. Esta última já representa mais de 1/3 de nossa produção total e de nossa receita bruta.

O recém incorporado Polo Miranga, no Recôncavo baiano é uma peça fundamental neste movimento de ampliação da representatividade do gás no nosso portfólio de produção e reservas. Ao somarmos Miranga a um portfólio de ativos que já vinha demonstrando incrementos significativos na produção de gás, especialmente no Polo Riacho da Forquilha, conseguimos nos posicionar como a mais relevante operadora independente no que tange à produção de gás natural no Nordeste.

No trimestre, iniciamos a entrega de nosso gás natural processado a três importantes companhias distribuidoras de gás no Nordeste brasileiro, sendo que fomos capazes ainda de comercializar cerca de 20% mais volume do que originalmente previsto nos contratos assinados junto às distribuidoras. No período também iniciamos a entrega do nosso gás liquefeito de petróleo (GLP) para a Ultragas e assinamos em abril contrato com a Nacional Gás Butano em uma iniciativa para diversificação da base de clientes da Companhia.

Essa maximização de valor da produção e comercialização de gás natural, como temos ressaltado, tem um enorme potencial e está apenas começando a ser desenvolvido num ambiente competitivo no nosso país. Queremos ser uma companhia cada vez mais relevante neste mercado!



Índice





Ao mesmo tempo em que se mantém focada na execução de seu plano de negócios, a Companhia segue atenta a oportunidades de crescimento inorgânico. Dentro das alternativas, a Companhia, em consórcio com a Eneva, negocia com a Petrobras, a aquisição do Polo Bahia Terra. O ativo reúne 28 concessões de E&P com um Volume estimado de *Original Oil in Place* de 2.573 MMbbl e Volume de *Original Gas in Place* de 204 MMBoe, e inclui ainda, um vasto conjunto de infraestruturas de armazenagem, estações de compressão, e uma unidade de processamento de gás natural, integrando a produção do *upstream* às infraestruturas de importantes *offtakers* para os produtos da Companhia. A exemplo do que vem realizando desde a aquisição do Polo Riacho da Forquilha, a Companhia avalia que existem oportunidades de incremento significativo do fator de recuperação dos Campos do Polo Bahia Terra, principalmente considerando o fato que as principais concessões do Polo já tiveram suas concessões estendidas junto à Agência Nacional de Gás Natural, Petróleo e Biocombustíveis.

Mais uma vez, agradecemos o empenho de nossos colaboradores e a confiança dos nossos investidores, credores e parceiros de negócio, reforçando nosso compromisso de alocação disciplinada e segura de nossos recursos, desenvolvendo oportunidades na indústria de óleo e gás visando transformar recursos em valor e sonhos em realidade, com benefícios para a sociedade.



Índice



01

Portfólio de Ativos

O Portfólio da Companhia é composto por Ativos de Produção de Petróleo e Gás Natural, onde operamos e somos concessionários, localizados em duas bacias sedimentares.

- Bacia do Recôncavo – **Ativo Bahia** – Abrangendo os Polos Remanso + BTREC e o Polo Miranga.
- Bacia Potiguar – **Ativo Potiguar** – Abrangendo o Polo Riacho da Forquilha.

Polo Remanso + BTREC

Em 22 de dezembro de 2021 foi concretizada a aquisição da totalidade da participação do Polo Remanso, contendo 12 campos terrestres (*onshore*). A Companhia era operadora dos campos deste Polo através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, antiga concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. As concessões deste Polo são da chamada “rodada zero” que atualmente se encerram em agosto de 2025, podendo ter seu prazo estendido por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto a ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.

O Polo BTREC, adquirido através de Rodadas de Licitações da ANP, contém 5 campos terrestres (*onshore*) e suas concessões têm prazo atual entre os anos 2029 e 2031 e poderão ter seus prazos estendidos mediante solicitação de extensão.



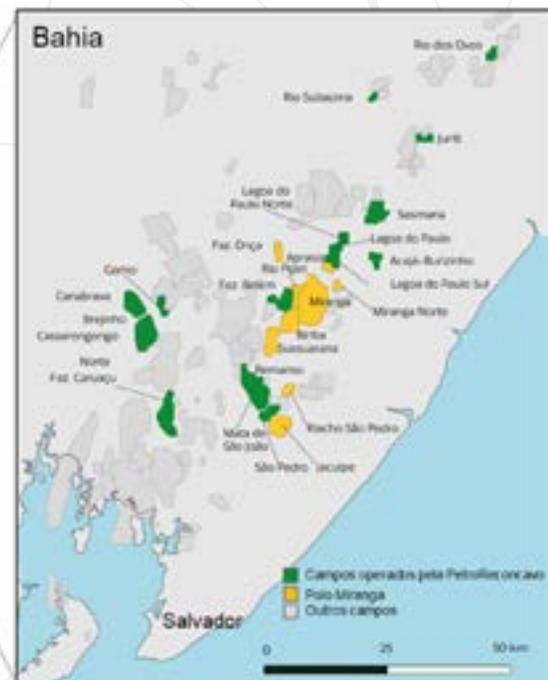
Índice



Polo Miranga

Contém 9 campos terrestres (*onshore*), adquiridos pela Companhia através da sua subsidiária SPE Miranga em 06 de dezembro de 2021. O valor da aquisição foi de US\$220,1 milhões, considerando as parcelas contingentes previstas em contrato. A Companhia efetuou, na data de conclusão da aquisição o pagamento de R\$268,8 milhões. Este montante se somou aos US\$ 11,0 milhões pagos à Petrobras na assinatura do contrato de venda. Ainda serão devidas as seguintes parcelas como pagamentos diferidos ou contingentes: (i) US\$20,0 milhões que serão pagos após doze meses do fechamento da transação; (ii) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses; (iii) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses; e (iv) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos



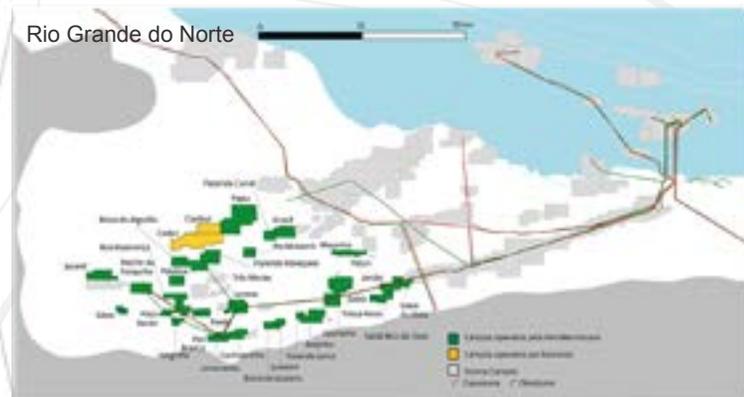
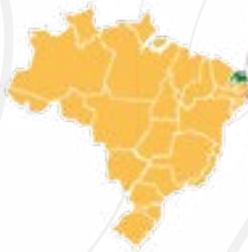
Índice



Campos Operados pela PetroReconcavo nos Polos Remanso + BTREC e Polo Miranga:

Polo Riacho da Forquilha

Adquirido através da sua subsidiária Potiguar E&P em 09 de dezembro de 2019, é composto por 33 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, duas são operadas pela Potiguar E&P em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, e uma é operada pela Mandacaru Energia.



Nota:

As concessões de Cardeal e Colibri foram anexadas, tendo sido mantido o contrato de concessão da Concessão Cardeal.

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

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 ao Campo de Pajeú que estabelecem:

- 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. A extensão da fase de produção gerou um desembolso para a Petrobras de R\$3,3 milhões, decorrente da cláusula de pagamentos contingentes, previstos no SPA para aquisição do Polo Riacho da Forquilha, celebrado em 2019.

- (ii)** A redução da alíquota de royalties para 5% 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.

Esta foi a primeira aprovação de extensão de prazo de concessão e redução de *royalties* sobre a produção incremental obtida pela Companhia e esperamos obter outras aprovações de pleitos semelhantes nos próximos meses.



Índice



02

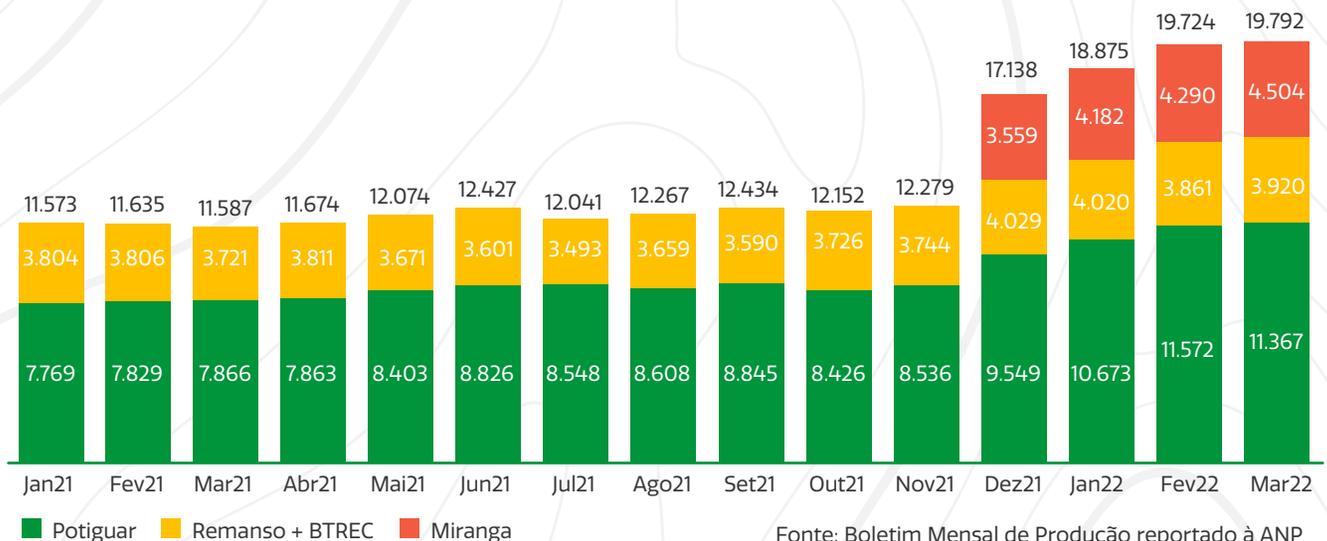
Desempenho Operacional

A Companhia fechou o primeiro trimestre de 2022 com uma produção média de 19.455 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), com destaque para o crescimento orgânico da produção do Ativo Potiguar de 43% na comparação com o mesmo período do ano anterior e 27% quando comparado ao 4T21, bem como o crescimento da produção do Ativo Bahia por conta do recém adquirido Polo Miranga, operado de maneira integrada a partir de 07 de dezembro de 2021.

Média de Produção Bruta *Working Interest* Diária

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Ativo Bahia	8.263	3.776	119%	4.801	72%
Ativo Potiguar	11.192	7.821	43%	8.840	27%
Produção bruta diária	19.455	11.597	68%	13.641	43%

Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP

Produção Mensal por Polo | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (boed)

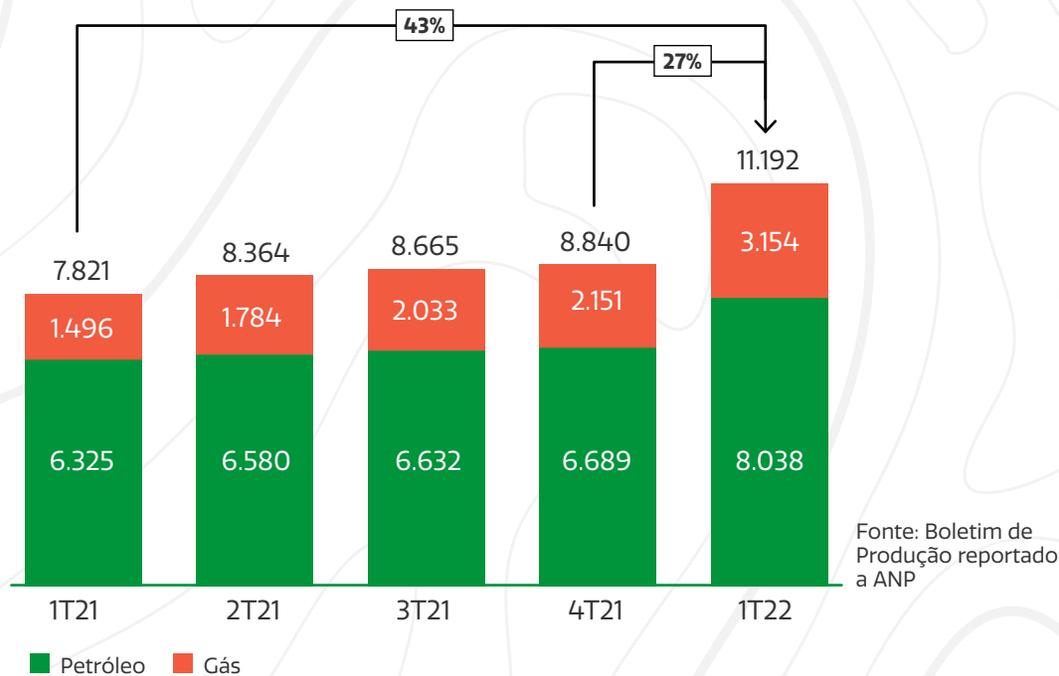
Índice



Ativo Potiguar

No primeiro trimestre de 2022, a produção do Ativo Potiguar seguiu a sua trajetória ascendente, tendo crescido 43%, quando comparada com o primeiro trimestre de 2021 – 27% de crescimento na produção de óleo e 111% de crescimento na produção de gás natural. O primeiro trimestre de 2022 apresentou crescimento de 27% em comparação ao trimestre anterior, tendo crescido 20% na produção de óleo e 47% na produção de gás natural. Os volumes demonstrados no gráfico abaixo representam a produção total de participação da Companhia (*Working Interest*) do Ativo Potiguar, incluindo os 32 campos operados pela Companhia e a participação na concessão operada pela parceira Mandacaru Energia.

Ativo Potiguar | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (boed)



Índice





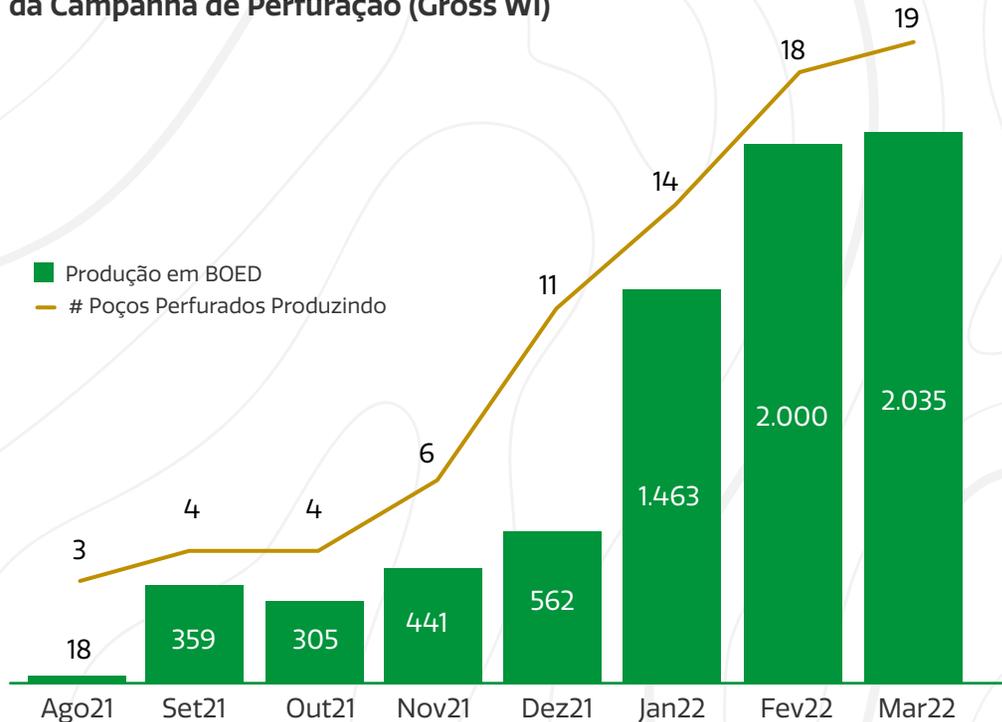
O gradativo incremento na produção de gás natural está alinhado à melhora nas condições de comercialização reportadas para monetização dos derivados do processamento na UPGN Guimarães e um posicionamento de pioneirismo e liderança no novo mercado do gás.

A Companhia segue em sua estratégia de verticalização com esforços de ampliação da quantidade de equipamentos de Sondas e Serviços, ampliando a sua capacidade de execução de operações de perfuração e *workover* no ativo Potiguar.

O primeiro trimestre de 2022 foi iniciado com 4 sondas no Ativo Potiguar e incorporou mais uma a partir de março de 2022, mantendo em média 4,1 sondas ativas no trimestre e realizando um total de 28 projetos de *workover* no período.

A Companhia ainda realizou, no mesmo período, a perfuração de 7 novos poços nos campos de Sabiá da Mata, Paturi e Sabiá Bico-de-Osso, sendo que 5 destes já tiveram efeito nos resultados de produção anteriormente comunicados ao mercado, como demonstra o gráfico abaixo.

Ativo Potiguar | Soma da produção média diária dos poços da Campanha de Perfuração (Gross WI)



Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP



Índice

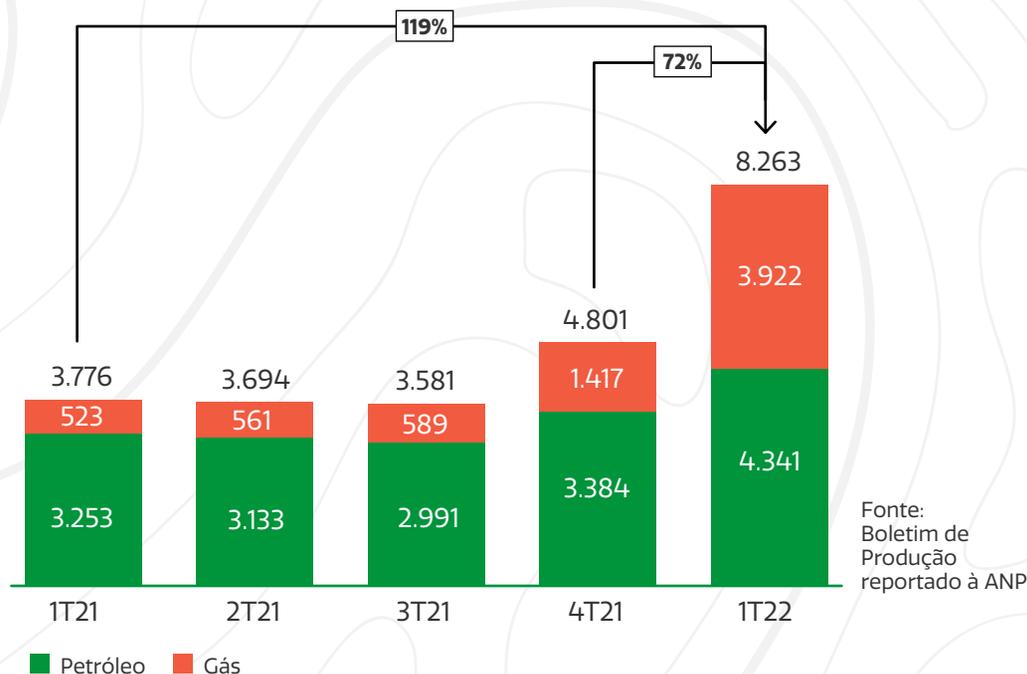




Ativo Bahia

No primeiro trimestre de 2022, a produção do Ativo Bahia apresentou um aumento de 119%, quando comparada ao mesmo período de 2021 – 33% na produção de óleo e 650% de crescimento na produção de gás natural, já com a inclusão da produção do Polo Miranga, a partir da conclusão da aquisição e início das operações em 07 de dezembro de 2021. O primeiro trimestre de 2022 apresentou um crescimento de 72% quando comparado ao trimestre anterior – 28% de crescimento na produção de óleo e 177% de crescimento na produção de gás natural.

Ativo Bahia | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (boed)



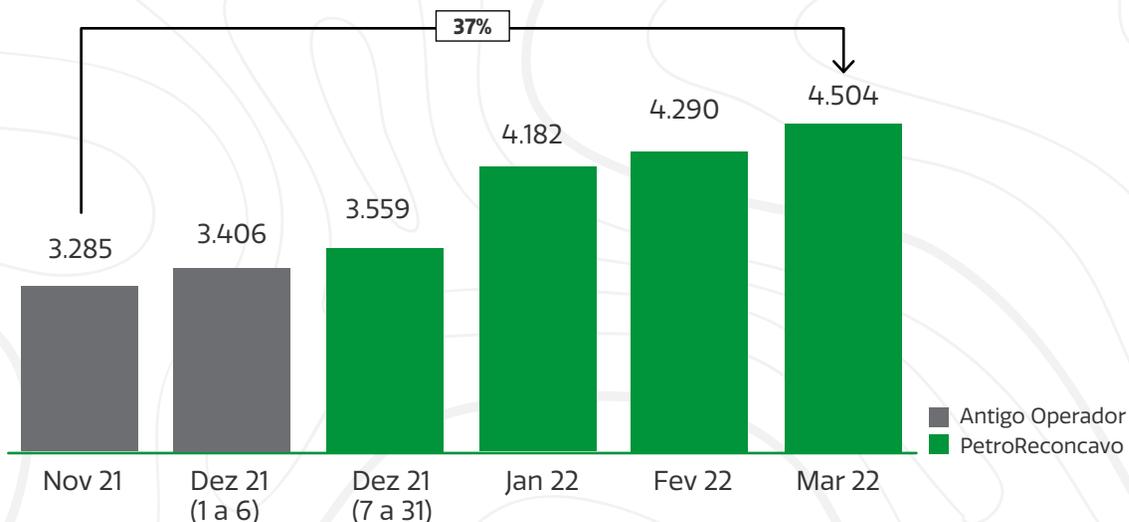
Índice



A estratégia de investimentos do 1T22 no Ativo Bahia contou com a realização de um total 30 projetos de *workover*, contando com 4 sondas dedicadas aos Polos Remanso + BTREC e Miranga.

Os projetos de *Workover* realizados no período em poços do Polo Miranga, especialmente projetos de retorno a produção, refletem em uma produção média diária de 4.504 boed em março de 2022, um incremento de 37% de produção no Polo quando comparado ao mês de novembro de 2021, último mês completo de produção do antigo concessionário. Estes resultados nos trazem confiança no enorme potencial do Polo Miranga, e também reafirmam a capacidade de execução da companhia.

Polo Miranga | Produção Média na mudança de Operador em barris de óleo equivalentes por dia (Boed)

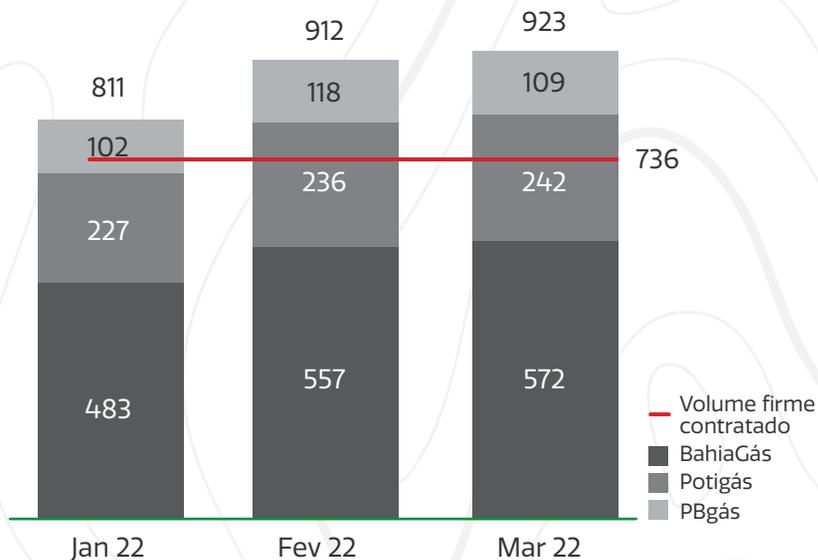


Novo Mercado de Gás Natural

Em 01 de janeiro de 2022, foi dado início ao fornecimento de gás natural para distribuidoras estaduais de gás canalizado, um grande passo da Companhia dentro de seu posicionamento no Novo Mercado do Gás.

Ao longo do primeiro trimestre comercializamos volumes superiores às demandas firmes contratadas. Os volumes excedentes foram adquiridos pela Bahiagás e PBGás. Atualmente a Companhia pode comercializar o gás natural a partir de qualquer Ativo com qualquer um dos atuais clientes, sendo que os contratos preveem cláusulas que permitem a comercialização do excedente de produção.

Gás Natural Processado
Volume médio mensal comercializado em Mm³ por dia por distribuidora



Índice



Além da distribuição do gás natural, a Companhia comercializou os líquidos produzidos após o tratamento do gás no Ativo Potiguar, sendo o GLP para Ultragaz e o C5+ (condensado - nafta) para a Petrobras. A Companhia assinou em 08 de abril de 2022 contrato para comercialização de GLP com a Nacional Gás Butano, tendo efetuado a primeira venda ainda no mês de abril de 2022.

Na tabela abaixo, seguem os volumes comercializados por produto no primeiro trimestre de 2022, com a receita bruta correspondente e os preços médios de comercialização em uma visão comparável aos preços médios registrados na certificação de reservas com data base de dezembro 2021.

1T22 - Gás e subprodutos						
Volumes totais comercializados			Receita bruta	Receita bruta	Média de Preço	Média de Preço
			(M R\$)	(M US\$)	(R\$/por unid.)	(US\$/por unid.)
Gás	MMCF	2.800	182.150	34.828	65,04	12,44
C5+	MBBL	19.963	9.329	1.784	467,32	89,35
GPL	MBBL	70.080	29.034	5.551	414,30	79,22

O preço médio do gás seco comercializado no primeiro trimestre de 2022 pela Companhia representou US\$ 12,44/MMCF ou US\$ 11,78/ MMBTU valor cerca de 20% superior ao registrado na Certificação de Reservas devido especialmente a venda de volumes incrementais para a Bahiagás, cujo contrato prevê uma parcela variável indexada ao Brent, melhorando o preço médio de realização da Companhia.

O preço do C5+ totalizou US\$ 89/ BBL, cerca de 45% superior ao registrado na Certificação de Reservas devido a indexação do contrato ao Brent.

O preço do GLP totalizou US\$ 87/ BBL em linha com valores registrados na Certificação de Reservas, dado que o contrato da Companhia com a Ultragaz não sofreu reajuste no período.

A receita bruta da comercialização dos líquidos processados de gás natural (LGN) também inclui R\$105.621 mil referente à receita bruta do Contrato Swap Venda com a Petrobras nas operações do Ativo Bahia, conforme tabela abaixo:

1T22 - Receita Bruta associada ao Contrato de SWAP		
Comercializado	Receita bruta	Receita bruta
	(M R\$)	(M US\$)
Créditos de Líquidos e processamento de gás	66.182	12.654
Swap de Gás (entrega gás rico)	39.439	7.541



Índice



O Contrato Swap com a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") estabelece que a Companhia vende o Gás Rico, produzido em todos os campos dos Polos Remanso e Miranga, na entrada da Unidade de Tratamento de Gás de Catu ("UTG Catu"), e a Petrobras por sua vez revende o gás natural após o processamento da UTG para a Companhia, gerando créditos dos Líquidos produzidos e descontando os custos de Processamento de Gás e ineficiências tributárias. Na prática, o Contrato Swap possibilitou a antecipação do acesso às infraestruturas necessárias para a comercialização da produção de gás natural e derivados líquidos no Estado da Bahia, de forma independente, a partir do dia 01 de janeiro de 2022.

O contrato tem caráter transitório e será resolvido quando as partes assinarem os instrumentos contratuais definitivos para escoamento e processamento do gás natural na UTG Catu.

Custos

O custo médio de produção consolidado do 1T22, que soma os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás, os *royalties*, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período (*lifting cost*) foi de US\$12,25/boe, representando uma redução de 4,7% quando comparado ao ano de 2021. Tal redução foi fortemente impactada pelo primeiro trimestre completo de operações do Polo Miranga, operado de forma integrada ao Ativo Bahia, que, por ser majoritariamente produtor de gás, possui um custo médio de produção inferior aos demais ativos da Companhia, de US\$9,91/boe no período.



Índice





PetroReconcavo Consolidado | Custo médio de produção (em US\$/BOED)



A grande diferença nos custos médios de produção entre os Ativos advém, principalmente, das diferenças de maturidade dos reservatórios, sobretudo custos variáveis fluido (água + petróleo) maiores no Polo Remanso + BTREC, decorrente de fase mais avançada em projetos de recuperação secundária.

Com o posicionamento da Companhia no Novo Mercado do Gás Natural e a consequente contratação das infraestruturas de escoamento, processamento e transporte do gás natural, junto a Petrobrás e TAG, passamos a registrar custos dessa natureza que totalizaram R\$ 88,6 milhões no trimestre. O valor absoluto supera a expectativa de custos com *midstream* registrados no certificado de reservas, dado que os volumes produzidos superaram as expectativas. Ressalta-se ainda que, os volumes incrementais de produção processados, quando superados os limites de Quantidade Diária Contratual (QDC) contratados geram penalidades sobre as tarifas, o que deve ser corrigido em bases trimestrais.

Maiores detalhes sobre as variações de custo no trimestre podem ser obtidos no tópico "Desempenho Financeiro Consolidado".



Índice



03

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receita líquida	703.476	245.788	186,2%	285.362	146,5%
Custos e despesas	(225.579)	(93.577)	141,1%	(116.572)	93,5%
Royalties	(63.158)	(20.579)	206,9%	(31.568)	100,1%
EBITDA	414.739	131.632	215,1%	137.222	202,2%
Depreciação, amortização e depleção	(69.932)	(61.052)	14,5%	(43.107)	62,2%
Lucro Operacional	344.807	70.580	388,5%	94.115	266,4%
Resultado financeiro líquido	185.855	(94.785)	n.m.	1.266	14580,5%
Impostos correntes	(51.087)	(2.163)	2261,9%	(12.835)	298,0%
Impostos diferidos	(77.737)	13.478	n.m.	(10.249)	658,5%
Resultado líquido	401.838	(12.890)	n.m.	72.297	455,8%

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia cresceu 186,2%, passando de R\$ 245,8 milhões no primeiro trimestre de 2021 para R\$ 703,5 milhões no mesmo período de 2022.

Receita líquida (em milhares de R\$)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Ativo Bahia	424.791	82.877	412,6%	124.274	241,8%
Receita com Petróleo	204.549	75.642	170,4%	98.070	108,6%
Receita com gás natural e subprodutos	220.242	6.321	3384,3%	21.289	934,5%
Outras receitas com prestação de serviços	-	914	n.m.	4.915	n.m.
Ativo Potiguar	536.504	218.362	145,7%	322.021	66,6%
Receita de venda de petróleo	430.612	208.718	106,3%	303.736	41,8%
Receita de venda de gás natural	105.892	9.644	998,0%	18.285	479,1%
Instrumentos financeiros derivativos	(85.230)	3.540	n.m.	(69.939)	21,9%
Receita Bruta	876.065	304.779	187,4%	376.356	132,8%
Impostos sobre Receita	(172.589)	(58.990)	192,6%	(90.994)	89,7%
Receita Líquida	703.476	245.788	186,2%	285.362	146,5%



Índice



O faturamento da Companhia no primeiro trimestre de 2022 foi impactado pelos incrementos de produção, mencionados no tópico Desempenho Operacional, além dos aumentos de preço. O preço médio do petróleo do tipo *Brent* foi de US\$101,40/bbl no período, 66,5% superior ao preço médio do primeiro trimestre de 2021. Adicionalmente, conforme mencionado anteriormente, 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 melhoras significativas no valor do preço da molécula, quando comparado ao ano de 2021.

Destacamos o incremento de 412,6% no faturamento com as vendas do Ativo Bahia, que passou de R\$82,9 milhões no primeiro trimestre de 2021, para R\$424,8 milhões em igual período de 2022. Além dos aspectos mencionados no parágrafo anterior, o aumento no Ativo Bahia é impactado pelo início das operações do Polo Miranga, em dezembro de 2021. A receita bruta em Miranga foi de R\$244,6 milhões no trimestre.

Em contrapartida, a valorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no exercício. No primeiro trimestre de 2022, registramos uma perda de R\$85,2 milhões nessa rubrica, enquanto no mesmo período 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.



Índice



20



Custos e despesas operacionais

A tabela abaixo apresenta algumas aberturas e comparativos dos nossos custos e despesas no primeiro de 2022 e 2021.

Custos e Despesas (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Pessoal	48.037	25.614	87,5%	42.273	13,6%
Serviços e Materiais	46.250	28.843	60,4%	29.059	59,2%
Energia Elétrica	19.048	12.195	56,2%	17.796	7,0%
Licenciamento ambiental	1.433	3.887	-63,1%	2.672	-46,4%
Pagamento baseado em ações	4.164	-	n.m.	3.072	35,5%
Aquisição, processamento e transporte do gás	88.579	-	n.m.	-	n.m.
Outros custos e despesas	18.068	23.038	-21,6%	24.772	-27,1%
Total	225.579	93.577	141,1%	119.644	88,5%

Os custos e despesas cresceram 141,1%, passando de R\$93,6 milhões no primeiro trimestre de 2021, para R\$225,6 milhões no mesmo período de 2022.

Os custos com pessoal aumentaram 87,5%, passando de R\$25,6 milhões no primeiro trimestre de 2021, para R\$48,0 milhões em igual período de 2022. Esse aumento é impactado pelo fato de que a Companhia passou a ser concessionária dos campos do Polo Remanso e concluiu o *takeover* do Polo Miranga, ambos em dezembro de 2021. Adicionalmente, a Companhia continua aumentando a sua frota de sondas em operação, demandando novas contratações ao longo do período. Além disso, a Companhia optou por internalizar algumas funções que inicialmente foram contratadas como serviços externos, principalmente no Ativo Potiguar. Também registramos um aumento esperado de pessoal na área corporativa que reflete a estrutura necessária para atendimento ao crescimento das atividades da Companhia e às novas exigências que surgem após a abertura de capital. Por fim, as despesas com pessoal também foram impactadas 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 serviços e materiais aumentaram 60,4%, passando de R\$28,8 milhões no primeiro trimestre de 2021 para R\$46,3 milhões em igual período de 2022 em linha com o aumento de produção no mesmo período.



Índice



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.

No primeiro trimestre de 2022 foram registrados R\$4,2 milhões referentes ao *vesting* no período de pagamento baseado em ações a executivos e colaboradores estratégicos da Companhia, associados ao Programa de Incentivo Consolidado. Mais informações sobre esse Programa podem ser encontradas na Nota Explicativa nº 14 das nossas Informações Trimestrais.

Por fim, com o início do fornecimento de gás natural para a Bahiagás, Potigás e PBgás, 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.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro líquido (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receitas financeiras	4.287	15.543	-72,4%	5.246	-18,3%
Despesas financeiras	(23.182)	(23.061)	0,5%	(17.776)	30,4%
Variação cambial sobre financiamentos	106.360	(87.299)	n.m.	(22.579)	n.m.
Variação cambial sobre fundos cambiais	(85.666)	32	n.m.	18.234	n.m.
Variação cambial sobre valores a pagar por aquisições	186.285	-	n.m.	-	n.m.
Demais variações cambiais	(2.229)	-	n.m.	18.141	n.m.
Resultado financeiro, líquido	185.855	(94.785)	n.m.	1.266	14580,5%

O resultado financeiro líquido no primeiro trimestre de 2022 foi positivo em R\$185,9 milhões, comparado com um resultado negativo de R\$94,8 milhões no mesmo período de 2021. 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:

Taxa de câmbio R\$/US\$	31/03/2022	Δ%	31/12/2021	31/03/2021	Δ%	31/12/2020
	4,74	-15,1%	5,58	5,70	9,6%	5,20



Índice





Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Correntes	(51.087)	(2.163)	2261,9%	(12.835)	298,0%
Diferidos	(77.737)	13.478	n.m.	(10.249)	658,5%
Imposto de renda e contribuição social	(128.824)	11.315	n.m.	(23.084)	458,1%

Como consequência do maior resultado observado no primeiro trimestre de 2022, as despesas com imposto de renda e contribuição social registrados no período foram maiores. As variações nos impostos diferidos verificadas no trimestre referem-se, sobretudo, a variação cambial não realizada na Companhia e em suas controladas.

Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	530.662	(24.205)	n.m.	95.381	456,4%
Depreciação, amortização e depleção	69.932	61.052	14,5%	43.106	62,2%
Juros e variações cambiais, líquidas	(193.553)	103.670	n.m.	31.943	n.m.
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	45.119	32.270	39,8%	60.805	-25,8%
Outros ajustes e variações ao lucro	6.956	6.090	18,1%	17.170	-59,5%
Variação de ativos e passivos	(183.987)	(25.317)	626,7%	14.778	-1345,0%
Juros pagos	(12.194)	(15.767)	-22,7%	(13.545)	-10,0%
IR e CSSL pagos	(29.361)	(135)	21648,9%	(3.346)	777,5%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	233.574	137.658	69,7%	246.292	-5,2%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(214.411)	(126.005)	70,2%	(522.025)	-58,9%
Aplicações financeiras	(20.091)	2.225	n.m.	177.047	-111,3%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(234.502)	(123.780)	89,5%	(344.978)	-32,0%
Captação de financiamento	-	60.479	n.m.	-	n.m.
Amortização de financiamentos e arrendamentos	(61.369)	(61.173)	0,3%	(76.020)	-19,3%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	189	-	n.m.	822	-134,9%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	31	-	n.m.	(1.363)	n.m.
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(61.149)	(694)	8711,1%	(76.561)	-20,1%
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	1.385	-	n.m.	-	n.m.
Aumento (redução) do saldo de caixa	(60.692)	13.184	n.m.	(175.247)	-65,4%



Índice



O caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou 69,7%, no primeiro trimestre de 2022, quando comparado ao mesmo período de 2021. O desempenho operacional da Companhia no trimestre foi explanado acima nesse relatório.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$234,5 milhões no primeiro trimestre de 2022, como uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$214,4 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para incremento da produção e em perfurações de novos poços;
- (II) No primeiro trimestre de 2022, tivemos resgates líquidos de aplicações financeiras no montante de R\$20,1 milhões.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$61,1 milhões no primeiro trimestre de 2022, enquanto em igual período de 2021 foi aplicado R\$694 mil. Essa variação decorre, principalmente do fato que no primeiro trimestre de 2021 a Companhia captou empréstimo de R\$60,5 milhões para pagamento do sinal decorrente da aquisição do Polo Miranga.

Como consequência dos itens listados acima, a redução do saldo de caixa e equivalentes de caixa no primeiro trimestre de 2022 foi de R\$60,7 milhões, enquanto no mesmo período de 2021 houve um aumento de R\$13,2 milhões.



Índice



04

Outros destaques do balanço

Posição de caixa (caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras)

Em 31 de março de 2022, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$745,6 milhões.

Atualmente, boa parte dos recursos da Companhia são aplicados em fundo cambial. Essas aplicações são uma das garantias ao empréstimo contratado pela controlada para pagamento de parte da aquisição dos campos produtores de petróleo e gás natural e a aplicação em fundo cambial tem como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real. Uma vez que a dívida da Controlada é em dólar, a Companhia visa, portanto, se proteger da variação cambial. Adicionalmente, a Companhia possui potenciais compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares. Por esse motivo, boa parte dos recursos captados pela Companhia com a Oferta Pública Inicial de ações também foi aplicado em fundos cambiais. O total de caixa denominados em dólares era de R\$532 milhões, correspondente a 71% do caixa da Companhia.

Endividamento

Endividamento líquido (em milhares de R\$)			
	31/03/2022	31/12/2021	Δ%
FINEP	1.320	1.647	-19,9%
Empréstimos bancários	597.509	762.081	-21,6%
Custos a amortizar	(19.988)	(22.437)	-10,9%
Valores a pagar de aquisições	1.079.715	1.263.049	n.m.
Dívida bruta	1.658.556	2.004.340	-17,3%
Caixa e equivalentes de caixa	156.467	217.159	-27,9%
Aplicações financeiras	589.182	655.644	-10,1%
Dívida líquida	912.907	1.131.537	-19,3%
EBITDA últimos 12 meses	817.913	534.806	52,9%
Dívida Líquida/ EBITDA últ. 12 meses	1,12 x	2,12 x	-1,00 x

O endividamento líquido da Companhia no primeiro trimestre de 2022 diminuiu 19,3%, impactado, principalmente, pela variação cambial registrada no período, uma vez que a maior parte do endividamento é denominada em dólares norte-americanos.



Índice



Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. A Companhia celebrou contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço das *commodities* associado às transações futuras de até 36 meses, todos na Controlada Potiguar E&P, conforme mencionado no tópico "Receita Líquida".

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de *commodity* em aberto em 31 de março de 2022, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de hedge:

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/03/2022	Quantidade 31/03/2022	Valor justo dos instrumentos de hedge 31/03/2022
	US\$/barril	Em barris	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	(286.593)
De 2 a 3 anos	59,85	567.500	(60.901)
Total	54,53	4.295.247	(753.322)

O volume médio total de barris hedgeados para o ano de 2022, conforme tabela acima, é de aproximadamente 5.407 bopd, ou cerca de 27,8% da produção média total da Companhia no 1T22 que foi de 19.455 boepd. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção hedgeada corresponde a 43,7% da produção média de petróleo da Companhia no 1T22 que foi de 12.379 bopd.



Índice



05

Certificação de Reservas

Esta seção contém um sumário dos Relatórios sobre Reservas elaborados pelo perito independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI). Os Relatórios sobre Reservas foram elaborados com base em análise de nossas concessões, localizados na Bacia do Recôncavo no Estado da Bahia, e na Bacia Potiguar no Estado de Rio Grande do Norte em 31 de dezembro de 2021. A avaliação das Reservas da Companhia foi divulgada em 07 de fevereiro de 2022 e apresentada ao mercado em um evento online aberto ao público no dia 11 de fevereiro de 2022.

Segue abaixo tabela resumida das reservas da Companhia, com data base de 31 de dezembro de 2021. As reservas representam as parcelas das reservas das referidas concessões de propriedade da Companhia ou a ela atribuídas contratualmente, descontadas as participações de eventuais terceiros.

Em 2021 os Recursos Contingentes associados à extensão das concessões migraram para a categoria de reservas tendo em vista a regulamentação em vigor, o histórico recente de renovações de concessões pela ANP e a intenção da Companhia de solicitar tais extensões.



Índice



	Reservas de Participação Brutas (<i>Working Interest</i>) em 31/12/2021					Reservas de Participação Brutas (<i>Working Interest</i>) em 31/dez/2020 *			Variação de Reservas		
	Petróleo	Gás	Barris Equiv.	Receita líquida	PV10	Barris Equiv.	Receita líquida	PV10	Barris Equiv.	Receita líquida	PV10
	MMBBL	BCF	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$
Remanso + BTREC	19,3	10,5	21,0	\$ 442,2	\$ 277,9	16,8	\$ 123,7	\$ 67,7	4,3	\$ 318,5	\$ 210,2
Riacho da Forquilha	39,0	64,4	49,7	\$ 1.383,4	\$ 855,6	48,2	\$ 767,7	\$ 473,7	1,6	\$ 615,7	\$ 381,9
Miranga	14,8	226,6	52,6	\$ 1.364,6	\$ 659,4	51,9	\$ 577,0	\$ 261,1	0,7	\$ 787,6	\$ 398,3
Provas (1P)	73,1	301,4	123,4	\$ 3.190,3	\$ 1.792,9	116,8	\$ 1.468,4	\$ 802,4	6,6	\$ 1.721,8	\$ 990,5
Remanso + BTREC	25,3	12,9	27,4	\$ 647,6	\$ 369,5	23,0	\$ 228,6	\$ 113,4	4,4	\$ 419,0	\$ 256,1
Riacho da Forquilha	52,4	79,3	65,6	\$ 1.872,1	\$ 1.123,6	64,1	\$ 1.049,7	\$ 600,1	1,5	\$ 822,3	\$ 523,6
Miranga	17,2	273,6	62,8	\$ 1.639,2	\$ 753,4	63,4	\$ 684,4	\$ 282,4	(0,6)	\$ 954,8	\$ 471,0
Provas + Prováveis (2P)	94,9	365,7	155,9	\$ 4.158,9	\$ 2.246,6	150,6	\$ 1.962,7	\$ 995,9	5,3	\$ 2.196,2	\$ 1.250,7

* Os números de 2020 incluíam também os Recursos Contingentes (1P+1C e 2P+2C). Em 2021 os Recursos Contingentes associados à extensão das concessões migraram para a categoria de reservas tendo em vista a regulamentação em vigor, o histórico recente de renovações de concessões pela ANP e a intenção da Companhia de solicitar tais extensões.

Notas:

- (1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe.
- (2) Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10%a.a. ("PV10");
- (3) As reservas em dez/2021 do Polo Remanso + BTREC incluem 100% de participação em 17 campos localizados no estado da Bahia; 12 campos que compõe o Polo Remanso e 5 campos de BTREC e a participação de aproximadamente (47,73%) da concessão de Bom Sucesso (não operada);
- (4) As reservas do Polo Riacho da Forquilha são compostas por 33 campos e 1 bloco exploratório situados no estado do Rio Grande do Norte, dos quais 30 campos e 1 bloco exploratório são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (aproximadamente 70% Potiguar E&P e 30% Sonangol) e 1 com a Mandacaru Energia (antiga Partex Brasil Ltda. - 50% Potiguar E&P e 50% Mandacaru). Os valores apresentados nas tabelas refletem somente reservas de titularidade da Companhia (working interest) nestas concessões;
- (5) As reservas do Polo Miranga incluem 100% de participação nos 9 campos deste Polo localizado no estado da Bahia;
- (6) Os valores totais podem não refletir a conta exata, em razão de eventuais arredondamentos de números;
- (7) As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas não devem ser agregadas sem uma ampla consideração desses fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.



Índice

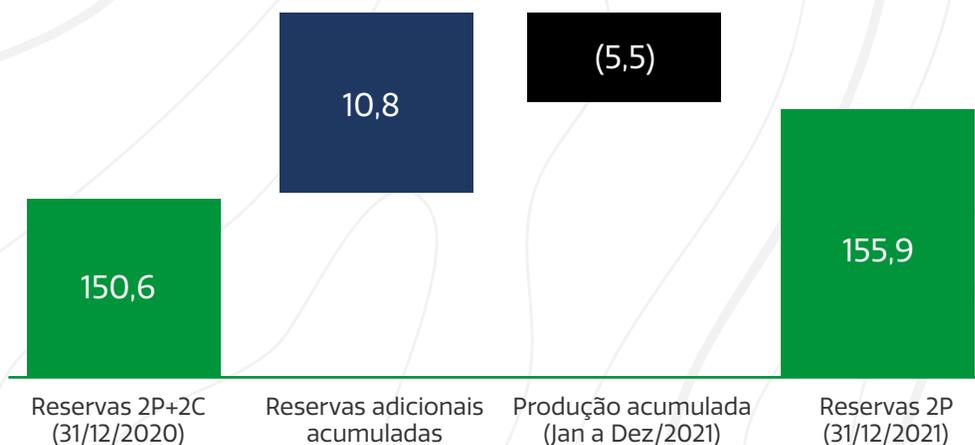


Considerando apenas as reservas brutas de óleo e gás de titularidade da Companhia (*Working Interest*) classificadas como 2P (provadas + prováveis), a Companhia teve um incremento de 5,3 MMBOE em reservas com relação ao último relatório com data de referência de 31 de dezembro de 2020.

Considerando a produção total bruta acumulada nos campos no período entre a emissão dos relatórios, ou seja, durante o ano de 2021, de 5,5 MMBOE, o volume total de reservas incrementais geradas pela Companhia foi de 10,8 MMBOE, o que representa uma taxa de reposição de reservas 2P (*Reserves Replacement Ratio* - "RRR") de 196%. A produção acumulada do ano de 2021 inclui a totalidade dos volumes produzidos no Polo Miranga durante o ano de 2021 e resultaram numa pequena diminuição nas reservas deste Polo dado que não foram realizados investimentos significativos por seu antigo operador e a Companhia assumiu o ativo somente em 7 de dezembro de 2021.

A relação entre o volume de reservas 2P e o volume produzido em 2021 é de 28 anos (R/P). Este indicador conhecido como Reserves to Production (R/P), mede o número de anos que as reservas da Companhia vão durar se as taxas de produção permanecerem as mesmas. A Companhia tem por objetivo melhorar constantemente sua eficiência operacional e conseqüentemente essa taxa.

Em milhões de barris de óleo equivalente



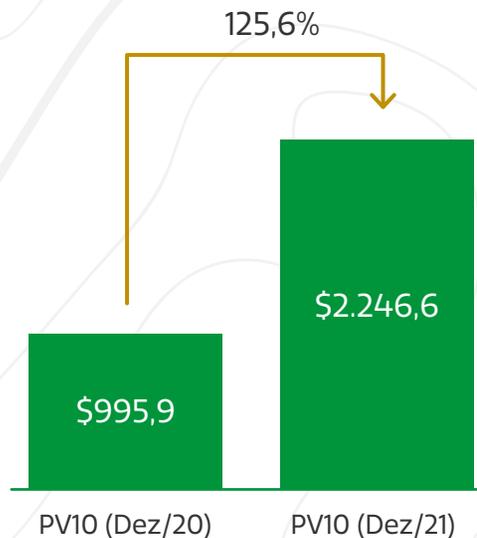
Índice



O custo de desenvolvimento de reservas, considerando as despesas totais de capital em dólares dividida por reservas incrementais (2P menos Reservas PDP) em barris de óleo equivalentes de acordo com relatório de reservas. Esse custo de desenvolvimento de reservas é de 5,59 USD/boe.

Destacamos o significativo aumento de 125,6% no PV10, totalizando US\$ 2.246,6 milhões, que é fruto de uma combinação do aumento no volume das reservas, do aumento de preços do petróleo (curva *Brent* futuro) e da melhor monetização do gás natural e seus subprodutos com base nos novos contratos. Considerando a Receita futura líquida de reservas 2P descontada a uma taxa anual de 10% (PV10 conforme relatório de reservas) menos a dedução estimada do imposto de renda e da dívida líquida em 31-Dez-21 e dividida pelo número de ações em circulação, encontramos um valor de aproximadamente R\$ 39 por ação.

Em milhões de dólares



Outro múltiplo relevante é a relação das reservas Provasdas sobre as Provasdas mais Prováveis (1P/2P - Reservas 1P divididas por reservas 2P) que é de 79%, considerando as reservas de participação brutas (*Gross Working Interest*). E a relação entre reservas de gás 2P (em boe) sobre as reservas totais 2P (óleo + gás, em boe) é de 39%, considerando a conversão da certificação de reservas (6,0 kcf = 1 boe).



Índice



06

SSMS & ASG (Ambiental, Social e Governança)

No primeiro trimestre de 2022 avançamos no processo de elaboração do nosso primeiro relatório de Sustentabilidade de acordo com a metodologia da *Global Reporting Initiative* (GRI).

O documento consolidará as principais iniciativas de 2021, com informações sobre estratégia, governança, desempenho financeiro, operações, pessoas, sustentabilidade e geração de valor e servirá de baseline para a análise de ações e iniciativas que possam vir a ser implantadas visando uma melhoria contínua de indicadores-chave de sustentabilidade.

Com este relatório a PetroReconcavo reforça seu compromisso com a transparência das informações e processos cada vez mais eficientes e focados no desenvolvimento sustentável.

A Companhia também concluirá a elaboração de seu primeiro inventário de gases do efeito estufa, seguindo a metodologia do GHG Protocol. Este inventário considera os resultados das operações do Grupo PetroReconcavo (Bahia e Potiguar) no ano de 2020 e será um ponto de partida para construção de um plano de ação que será comunicado ao mercado oportunamente.

Iniciamos a participação no grupo de trabalho do primeiro inventário setorial de Óleo e Gás conduzido pelo IBP- Instituto Brasileiro de Petróleo. Este trabalho tem o objetivo de reunir as diversas empresas do setor para calcular suas emissões do escopo 1 e 2 e definir estratégias de descarbonização até 2050.

Em 2022 seguimos investindo em nossos projetos sociais "Ciranda Viva" na Bahia, e



Índice



31



"Viva Sabiá" no Rio Grande do Norte e demos início a novos projetos e parcerias como o objetivo de contribuir para a promoção da educação, sustentabilidade e prosperidade social e econômica das áreas onde atuamos.

Os projetos e parcerias firmados no começo de 2022 são:

Ciranda Agroflorestal

Com base em um diagnóstico socioambiental para identificar as fragilidades e as potencialidades da região nos arredores do Campo de Miranga, desenhamos o projeto Ciranda Agroflorestal, com objetivo de contribuir para o aumento da biodiversidade e com o incremento na renda de trabalhadores da agricultura familiar na região de Miranga, no Município de Pojuca-BA

Este projeto atenderá 80 famílias e alcançará 1.000 pessoas, prevendo atividades como: oficinas de biofertilizante e promoção de técnicas de agricultura ecológica; realização de feiras de agricultura familiar; estruturação de bancos de semente; implantação de Sistemas Agroflorestais (SAFs); mentoria para a gestão dos empreendimentos da agricultura familiar.

Parceria com a prefeitura de Mata de São João no Programa Educa + Recicla

Esta parceria visa promover a sustentabilidade ambiental, estimulando a coleta seletiva e a reciclagem entre os alunos, comunidades, empresas, resorts e condomínios de Mata de São João. O programa contempla uma série de etapas, entre elas: educação ambiental nas escolas municipais de ensino fundamental de Mata de São João; instalação de Ecopontos nas áreas externas das unidades de ensino e locais de grande circulação, que servirão como pontos de entrega voluntária de resíduos reciclados; parceria com o Programa Vale Luz da COELBA, que possibilita



Índice



a troca de resíduos reciclados por descontos na conta de luz; organização, capacitação e cooperação entres os agentes de reciclagem e formação de uma cooperativa local.

Parceria com Projeto Tamar- Praia do Forte/BA

A PetroReconcavo visa através desta parceria promover em 2022 a visitação de 3.500 estudantes de escolas públicas de Mata de São João ao Projeto Tamar, contribuindo com a educação não formal no contraturno escolar, através de atividades voltadas para a formação pessoal, conscientização ambiental, resgate e valorização cultural, cidadania e capacitação.

Parceria com o SENAI

Em janeiro de 2022, a Companhia iniciou em parceria com o SENAI, um Curso de Formação de Profissionais de Sonda na Bahia e Rio Grande do Norte com total de 180 vagas, incluindo a capacitação gratuita em curso de duração de 3 meses, que aumentará a empregabilidade nas regiões.



Índice



Anexo 1 - Balanço Patrimonial

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

Balanço Patrimonial em 31 de março de 2022

(Em milhares de Reais - R\$)

ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021			31/03/2022	31/12/2021		
CIRCULANTE						CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	103.981	172.288	156.467	217.159	Fornecedores	7	64.560	58.200	153.583	98.708
Aplicações financeiras	3	434.125	531.863	514.353	585.655	Salários e encargos sociais		28.647	22.526	41.875	30.563
Contas a receber de clientes	4	65.198	34.398	452.538	169.847	Tributos a recolher		18.113	5.671	124.939	66.995
Estoques		6.477	5.709	8.992	6.552	Empréstimos e financiamentos	8	1.210	1.211	251.762	281.762
Dividendos a receber	15	4.015	4.015	-	-	Valores a pagar de arrendamentos		5.746	7.063	11.364	10.486
Impostos a recuperar		25.527	20.221	34.823	41.825	Instrumentos financeiros derivativos	13	-	-	405.828	231.125
Outros ativos		39.224	12.906	14.597	11.769	Dividendos a pagar	14	40.566	40.566	40.566	40.566
Total dos ativos circulantes		678.547	781.400	1.181.770	1.032.807	Valores a pagar por aquisições	10	23.865	27.903	389.697	453.318
						Provisão para abandono de poços	12	-	-	419	419
NÃO CIRCULANTE						Outras contas a pagar		2.069	2.220	30.912	30.588
Aplicações financeiras	3	-	-	74.829	69.989	Total dos passivos circulantes		184.776	165.360	1.450.945	1.244.530
Impostos a recuperar		479	479	13.374	13.374						
Depósitos judiciais		2.839	2.445	2.839	2.445	NÃO CIRCULANTE					
Outros ativos		964	394	5.848	483	Empréstimos e financiamentos	8	-	300	327.079	459.529
Tributos diferidos	9	26.567	20.692	290.662	222.941	Valores a pagar de arrendamentos		2.538	1.929	3.266	2.421
Investimentos	5	1.056.380	740.117	-	-	Instrumentos financeiros derivativos	13	-	-	347.494	233.559
Imobilizado e intangível	6	538.814	523.790	3.464.455	3.360.865	Tributos diferidos	9	-	-	52.992	5.672
Direito de uso em arrendamento		8.408	9.448	14.031	12.489	Valores a pagar por aquisições	10	-	-	690.018	809.731
Total dos ativos não circulantes		1.634.451	1.297.365	3.866.038	3.682.586	Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	11	3.243	3.443	3.243	3.443
						Provisão para abandono de poços	12	37.063	35.920	87.393	84.695
						Total dos passivos não circulantes		42.844	41.592	1.511.485	1.599.050
						PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
						Capital social	14	1.814.125	1.813.936	1.814.125	1.813.936
						Ações em tesouraria		(2.266)	(2.292)	(2.266)	(2.292)
						Reserva de capital		37.185	35.176	37.185	35.176
						Reservas de lucros		297.202	297.202	297.202	297.202
						Lucros acumulados		401.843	-	401.843	-
						Ajustes de avaliação patrimonial		(497.192)	(306.690)	(497.192)	(306.690)
						Transação de capital		34.481	34.481	34.481	34.481
						Total do patrimônio líquido		2.085.378	1.871.813	2.085.378	1.871.813
TOTAL DO ATIVO		2.312.998	2.078.765	5.047.808	4.715.393	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.312.998	2.078.765	5.047.808	4.715.393

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.



Índice



Anexo 2 – Demonstração do Resultado

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração do resultado para o período
de três meses findo em 31 de março de 2022

(Em milhares de Reais - R\$, exceto resultado por ação)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
RECEITA LÍQUIDA	17	154.457	73.764	703.476	245.788
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	18	(98.321)	(53.589)	(333.865)	(153.098)
LUCRO BRUTO		56.136	20.175	369.611	92.690
RECEITAS (DESPESAS)					
Gerais e administrativas	18	(7.320)	(9.566)	(21.788)	(11.283)
Outras receitas (despesas), líquidas	18	8.449	690	(3.016)	(10.827)
Resultado de participações societárias	5	409.830	(26.691)	-	-
Total		410.959	(35.567)	(24.804)	(22.110)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL		467.095	(15.392)	344.807	70.580
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras	19	7.809	5.965	298.194	15.575
Despesas financeiras	19	(75.918)	(4.643)	(112.339)	(110.360)
Total		(68.109)	1.322	185.855	(94.785)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS		398.986	(14.070)	530.662	(24.205)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente		(12.161)	(4.323)	(88.112)	(4.459)
Diferido		5.875	3.275	(77.737)	13.478
Redução - incentivo fiscal		9.138	2.228	37.025	2.296
Total	9	2.852	1.180	(128.824)	11.315
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO		401.838	(12.890)	401.838	(12.890)
Lucro (Prejuízo) por ação - R\$	14	1,6177	(0,0768)		
Lucro (Prejuízo) diluído por ação - R\$	14	1,6100	(0,0763)		

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais



Índice



Anexo 3 – Demonstração do Fluxo de Caixa

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração do fluxo de caixa para o período de três meses findo em 31 de março de 2022

(Em milhares de Reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES					
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro		398.986	(14.070)	530.662	(24.205)
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) antes dos impostos do período com o caixa gerado pelas atividades operacionais					
Juros e variações cambiais líquidas		68.083	3.278	(193.553)	104.342
Depreciação e depleção do imobilizado	6	15.055	17.600	64.649	56.043
Amortização do intangível	6	273	221	310	241
Depreciação de direito de uso		2.706	1.577	4.973	4.768
Amortização do custo de aquisição de empréstimo	8	27	14	2.449	3.353
Vesting dos pagamentos baseados em ações	14	2.009	-	2.009	-
Equivalência patrimonial	5	(409.830)	26.691	-	-
Valor justo do "hedge" liquidado	13	-	-	85.230	(3.540)
Provisões e reversões líquidas para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	11	(165)	-	(165)	-
Atualização da provisão para abandono de poços	12	1.143	480	2.698	2.065
Baixas do imobilizado e de arrendamentos		26.366	10.551	45.119	32.270
Variações nos ativos:					
Contas a receber de clientes		(30.800)	8.350	(282.691)	(36.389)
Estoques		(768)	127	(2.440)	(50)
Impostos a recuperar		(5.306)	(1.528)	7.002	(5.656)
Depósitos judiciais		(394)	13	(394)	13
Outros ativos		(26.888)	(2.885)	(8.193)	(1.585)
Variações nos passivos:					
Fornecedores		6.360	(3.846)	54.875	5.308
Salários e encargos sociais		6.121	2.696	11.312	3.700
Impostos a recolher		12.297	(1.690)	36.218	10.045
Outras contas a pagar		(151)	(956)	324	(703)
Pagamento de contingências fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	11	(35)	-	(35)	-
Pagamento de contratos de hedge	13	-	-	(85.230)	3.540
Juros pagos	8	(29)	(44)	(12.194)	(15.586)
Juros de arrendamento mercantil pago		-	(107)	-	(181)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(2.879)	(135)	(29.361)	(135)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		<u>62.181</u>	<u>46.337</u>	<u>233.574</u>	<u>137.658</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Empréstimos para partes relacionadas		-	(13.167)	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	5	(96.935)	-	-	-
(Aplicações) resgates de aplicações financeiras		25.836	9.993	(20.091)	2.225
Adições ao imobilizado	6	(56.222)	(24.589)	(213.439)	(126.003)
Adições ao intangível	6	(914)	(1)	(972)	(2)
Aumento de capital social em controladas	5	-	(60.550)	-	-
Caixa aplicado nas atividades de investimento		<u>(128.235)</u>	<u>(88.314)</u>	<u>(234.502)</u>	<u>(123.780)</u>
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Captação de financiamento	8	-	60.479	-	60.479
Pagamentos de financiamentos	8	(328)	(331)	(56.931)	(55.548)
Exercício de opção de ações	14	189	-	189	-
Amortização de arrendamento mercantil - principal		(2.145)	(1.804)	(4.438)	(5.625)
Venda de ações em tesouraria		31	-	31	-
Caixa recebido (aplicado) nas atividades de financiamento		<u>(2.253)</u>	<u>58.344</u>	<u>(61.149)</u>	<u>(694)</u>
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa					
		-	-	1.385	-
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(68.307)</u>	<u>16.367</u>	<u>(60.692)</u>	<u>13.184</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	3	172.288	11.663	217.159	30.861
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	3	103.981	28.030	156.467	44.045
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(68.307)</u>	<u>16.367</u>	<u>(60.692)</u>	<u>13.184</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.



Índice



voltar



ri.petroreconcavo.com.br

PetroRecôncavo S.A.

Relatório sobre a Revisão de
Informações Trimestrais do
Período de Três Meses Findo em
31 de Março de 2022

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Administradores e Acionistas da
PetroRecôncavo S.A.

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2022, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2022 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - “Interim Financial Reporting”, emitida pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - “Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity”, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis, e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais anteriormente referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma internacional IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido (“DTTL”), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada “Deloitte Global”) não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende : quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Ênfase

Sem modificar nossa conclusão, chamamos a atenção para a nota explicativa nº 20.3 às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas, a qual 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. Conseqüentemente, qualquer interpretação ou análise dessas informações trimestrais individuais e consolidadas devem levar em consideração essa circunstância.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As informações contábeis intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2022, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Salvador, 5 de maio de 2022

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" BA



Jônatas José Medeiros de Barcelos
Contador
CRC nº 1 RJ 093376/O-3



BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE MARÇO DE 2022
(Em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021			31/03/2022	31/12/2021		
CIRCULANTE						CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	103.981	172.288	156.467	217.159	Fornecedores	7	64.560	58.200	153.583	98.708
Aplicações financeiras	3	434.125	531.863	514.353	585.655	Salários e encargos sociais		28.647	22.526	41.875	30.563
Contas a receber de clientes	4	65.198	34.398	452.538	169.847	Tributos a recolher		18.113	5.671	124.939	66.995
Estoques		6.477	5.709	8.992	6.552	Empréstimos e financiamentos	8	1.210	1.211	251.762	281.762
Dividendos a receber	15	4.015	4.015	-	-	Valores a pagar de arrendamentos		5.746	7.063	11.364	10.486
Impostos a recuperar		25.527	20.221	34.823	41.825	Instrumentos financeiros derivativos	13	-	-	405.828	231.125
Outros ativos		39.224	12.906	14.597	11.769	Dividendos a pagar	14	40.566	40.566	40.566	40.566
Total dos ativos circulantes		<u>678.547</u>	<u>781.400</u>	<u>1.181.770</u>	<u>1.032.807</u>	Valores a pagar por aquisições	10	23.865	27.903	389.697	453.318
NÃO CIRCULANTE						Provisão para abandono de poços	12	-	-	419	419
Aplicações financeiras	3	-	-	74.829	69.989	Outras contas a pagar		2.069	2.220	30.912	30.588
Impostos a recuperar		479	479	13.374	13.374	Total dos passivos circulantes		<u>184.776</u>	<u>165.360</u>	<u>1.450.945</u>	<u>1.244.530</u>
Depósitos judiciais		2.839	2.445	2.839	2.445	NÃO CIRCULANTE					
Outros ativos		964	394	5.848	483	Empréstimos e financiamentos	8	-	300	327.079	459.529
Tributos diferidos	9	26.567	20.692	290.662	222.941	Valores a pagar de arrendamentos		2.538	1.929	3.266	2.421
Investimentos	5	1.056.380	740.117	-	-	Instrumentos financeiros derivativos	13	-	-	347.494	233.559
Imobilizado e intangível	6	538.814	523.790	3.464.455	3.360.865	Tributos diferidos	9	-	-	52.992	5.672
Direito de uso em arrendamento		8.408	9.448	14.031	12.489	Valores a pagar por aquisições	10	-	-	690.018	809.731
Total dos ativos não circulantes		<u>1.634.451</u>	<u>1.297.365</u>	<u>3.866.038</u>	<u>3.682.586</u>	Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	11	3.243	3.443	3.243	3.443
						Provisão para abandono de poços	12	37.063	35.920	87.393	84.695
						Total dos passivos não circulantes		<u>42.844</u>	<u>41.592</u>	<u>1.511.485</u>	<u>1.599.050</u>
						PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
						Capital social	14	1.814.125	1.813.936	1.814.125	1.813.936
						Ações em tesouraria		(2.266)	(2.292)	(2.266)	(2.292)
						Reserva de capital		37.185	35.176	37.185	35.176
						Reservas de lucros		297.202	297.202	297.202	297.202
						Lucros acumulados		401.843	-	401.843	-
						Ajustes de avaliação patrimonial		(497.192)	(306.690)	(497.192)	(306.690)
						Transação de capital		34.481	34.481	34.481	34.481
						Total do patrimônio líquido		<u>2.085.378</u>	<u>1.871.813</u>	<u>2.085.378</u>	<u>1.871.813</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>2.312.998</u>	<u>2.078.765</u>	<u>5.047.808</u>	<u>4.715.393</u>	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>2.312.998</u>	<u>2.078.765</u>	<u>5.047.808</u>	<u>4.715.393</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
RECEITA LÍQUIDA	17	154.457	73.764	703.476	245.788
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	18	(98.321)	(53.589)	(333.865)	(153.098)
LUCRO BRUTO		56.136	20.175	369.611	92.690
RECEITAS (DESPESAS)					
Gerais e administrativas	18	(7.320)	(9.566)	(21.788)	(11.283)
Outras receitas (despesas), líquidas	18	8.449	690	(3.016)	(10.827)
Resultado de participações societárias	5	409.830	(26.691)	-	-
Total		410.959	(35.567)	(24.804)	(22.110)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL		467.095	(15.392)	344.807	70.580
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras	19	7.809	5.965	298.194	15.575
Despesas financeiras	19	(75.918)	(4.643)	(112.339)	(110.360)
Total		(68.109)	1.322	185.855	(94.785)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS		398.986	(14.070)	530.662	(24.205)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente		(12.161)	(4.323)	(88.112)	(4.459)
Diferido		5.875	3.275	(77.737)	13.478
Redução - incentivo fiscal		9.138	2.228	37.025	2.296
Total	9	2.852	1.180	(128.824)	11.315
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO		401.838	(12.890)	401.838	(12.890)
Lucro (Prejuízo) por ação - R\$	14	1,6177	(0,0768)		
Lucro (Prejuízo) diluído por ação - R\$	14	1,6100	(0,0763)		

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais



DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
PARA OS PERÍODOS DE TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022
(Em milhares de reais - R\$)

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO	401.838	(12.890)	401.838	(12.890)
Instrumentos financeiros de proteção	-	-	(288.640)	(241.524)
Tributos diferidos sobre instrumentos financeiros	-	-	98.138	82.117
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	<u>401.838</u>	<u>(12.890)</u>	<u>211.336</u>	<u>(172.297)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.



DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
 PARA PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2022
 (Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Reserva de capital		Reservas de lucros			Outros resultados abrangentes		Lucros (Prejuízos) acumulados	Total do Patrimônio líquido	
		Capital Social	Incentivo fiscal de redução de imposto de renda	Ações e opções de compra de ações outorgadas	Reserva legal	Incentivos fiscais	Reserva para reinvestimento	"Hedge accounting" de fluxo de caixa			Transação de capital
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020		674.941	18.501	12.657	23.187	36.423	101.335	78.671	34.481	-	980.196
Outros resultados abrangentes de controlada		-	-	-	-	-	-	(159.407)	-	-	(159.407)
Prejuízo do período		-	-	-	-	-	-	-	-	(12.890)	(12.890)
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021		<u>674.941</u>	<u>18.501</u>	<u>12.657</u>	<u>23.187</u>	<u>36.423</u>	<u>101.335</u>	<u>(80.736)</u>	<u>34.481</u>	<u>(12.890)</u>	<u>807.899</u>
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021		1.811.644	18.501	16.675	32.032	42.220	222.950	(306.690)	34.481	-	1.871.813
Exercício de opção de compra de ações	14	189	-	-	-	-	-	-	-	-	189
Venda de ações em tesouraria		26	-	-	-	-	-	-	-	5	31
Pagamento baseado em ações		-	-	2.009	-	-	-	-	-	-	2.009
Outros resultados abrangentes de controlada	5	-	-	-	-	-	-	(190.502)	-	-	(190.502)
Lucro do período		-	-	-	-	-	-	-	-	401.838	401.838
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022		<u>1.811.859</u>	<u>18.501</u>	<u>18.684</u>	<u>32.032</u>	<u>42.220</u>	<u>222.950</u>	<u>(497.192)</u>	<u>34.481</u>	<u>401.843</u>	<u>2.085.378</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES					
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro		398.986	(14.070)	530.662	(24.205)
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) antes dos impostos do período com o caixa gerado pelas atividades operacionais					
Juros e variações cambiais líquidas		68.083	3.278	(193.553)	104.342
Depreciação e depleção do imobilizado	6	15.055	17.600	64.649	56.043
Amortização do intangível	6	273	221	310	241
Depreciação de direito de uso		2.706	1.577	4.973	4.768
Amortização do custo de aquisição de empréstimo	8	27	14	2.449	3.353
Vesting dos pagamentos baseados em ações	14	2.009	-	2.009	-
Equivalência patrimonial	5	(409.830)	26.691	-	-
Valor justo do "hedge" liquidado	13	-	-	85.230	(3.540)
Provisões e reversões líquidas para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	11	(165)	-	(165)	-
Atualização da provisão para abandono de poços	12	1.143	480	2.698	2.065
Baixas do imobilizado e de arrendamentos		26.366	10.551	45.119	32.270
Variações nos ativos:					
Contas a receber de clientes		(30.800)	8.350	(282.691)	(36.389)
Estoques		(768)	127	(2.440)	(50)
Impostos a recuperar		(5.306)	(1.528)	7.002	(5.656)
Depósitos judiciais		(394)	13	(394)	13
Outros ativos		(26.888)	(2.885)	(8.193)	(1.585)
Variações nos passivos:					
Fornecedores		6.360	(3.846)	54.875	5.308
Salários e encargos sociais		6.121	2.696	11.312	3.700
Impostos a recolher		12.297	(1.690)	36.218	10.045
Outras contas a pagar		(151)	(956)	324	(703)
Pagamento de contingências fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	11	(35)	-	(35)	-
Pagamento de contratos de hedge	13	-	-	(85.230)	3.540
Juros pagos	8	(29)	(44)	(12.194)	(15.586)
Juros de arrendamento mercantil pago		-	(107)	-	(181)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(2.879)	(135)	(29.361)	(135)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		<u>62.181</u>	<u>46.337</u>	<u>233.574</u>	<u>137.658</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Empréstimos para partes relacionadas		-	(13.167)	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	5	(96.935)	-	-	-
(Aplicações) resgates de aplicações financeiras		25.836	9.993	(20.091)	2.225
Adições ao imobilizado	6	(56.222)	(24.589)	(213.439)	(126.003)
Adições ao intangível	6	(914)	(1)	(972)	(2)
Aumento de capital social em controladas	5	-	(60.550)	-	-
Caixa aplicado nas atividades de investimento		<u>(128.235)</u>	<u>(88.314)</u>	<u>(234.502)</u>	<u>(123.780)</u>
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Captação de financiamento	8	-	60.479	-	60.479
Pagamentos de financiamentos	8	(328)	(331)	(56.931)	(55.548)
Exercício de opção de ações	14	189	-	189	-
Amortização de arrendamento mercantil - principal		(2.145)	(1.804)	(4.438)	(5.625)
Venda de ações em tesouraria		31	-	31	-
Caixa recebido (aplicado) nas atividades de financiamento		<u>(2.253)</u>	<u>58.344</u>	<u>(61.149)</u>	<u>(694)</u>
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	1.385	-
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(68.307)</u>	<u>16.367</u>	<u>(60.692)</u>	<u>13.184</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	3	172.288	11.663	217.159	30.861
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	3	103.981	28.030	156.467	44.045
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(68.307)</u>	<u>16.367</u>	<u>(60.692)</u>	<u>13.184</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.



DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
PARA O PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2022
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Receitas:					
Serviços	17	-	79.768	-	79.768
Produtos	17	176.045	-	876.065	225.010
Outras		389	886	993	219
Total das receitas		176.434	80.654	877.058	304.997
INSUMOS E SERVIÇOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS					
Custos dos produtos, das mercadorias e dos serviços vendidos		(5.976)	(6.981)	(13.736)	(14.672)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(18.538)	(17.947)	(151.249)	(48.685)
Recuperação (Perda) de valores ativos		-	-	-	414
Total de insumos adquiridos de terceiros		(24.514)	(24.928)	(164.985)	(62.943)
VALOR ADICIONADO BRUTO		151.920	55.726	712.073	242.054
Depreciação, amortização e depleção	18	(18.034)	(19.398)	(69.932)	(61.052)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO		133.886	36.328	642.141	181.002
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA					
Receitas financeiras		7.809	6.123	298.194	16.618
Resultado Equivalência patrimonial	5	409.830	(26.691)	-	-
Total do valor adicionado recebido em transferência		417.639	(20.568)	298.194	16.618
Valor adicionado total a distribuir		551.525	15.760	940.335	197.620
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		23.651	10.317	36.108	14.824
Benefícios		6.629	3.255	12.553	6.178
FGTS		970	623	1.874	986
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		17.188	4.441	210.395	16.385
Estaduais		3.938	-	92.858	32.499
Municipais		374	2.926	374	2.926
Remuneração do capital de terceiros:					
Aluguéis	18	4.215	2.288	8.838	4.733
Royalties	18	16.804	-	63.158	20.579
Juros		75.918	4.800	112.339	111.400
Remuneração do capital próprio:					
Lucros (Prejuízos) do período		401.838	(12.890)	401.838	(12.890)
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO		551.525	15.760	940.335	197.620

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.



1. INFORMAÇÕES GERAIS

A PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”, “PetroRecôncavo” ou “Controladora”) atua na operação e produção de campos maduros de petróleo e gás natural no Brasil. Em operação desde fevereiro de 2000, a Companhia operou até o dia 22 de dezembro de 2021 através de um “contrato de produção com cláusula de risco”, com o objetivo de realizar a reabilitação, reativação e rejuvenescimento de 12 campos de petróleo e gás maduros na Bacia do Recôncavo no Brasil.

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. Com o fechamento da transação, o “contrato de produção com cláusula de risco” foi encerrado.

Em 31 de março de 2022, a Companhia acredita que se encontrava com liquidez satisfatória, mesmo apresentado capital circulante líquido consolidado negativo, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, de R\$269.175 (2021, R\$211.723). 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.

As controladas da Companhia são a Recôncavo E&P S.A. (“Recôncavo”), a Reconcavo America LLC (“Reconcavo America”), a Potiguar E&P S.A. (“Potiguar”) e a SPE Miranga S.A. (“SPE Miranga”) (em conjunto com a PetroReconcavo denominada “Grupo”), cujos descritivos das operações está apresentado a seguir:

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 4ª e 6ª rodadas de licitações da ANP.

Reconcavo America

A Reconcavo America, 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. Em dezembro de 2020, a Reconcavo America vendeu seus ativos para a controladora Petrorecôncavo S.A. No período de três meses findo em 31 de março de 2022, 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 e é concessionária de um conjunto composto por 34 concessões, todas localizadas no estado do Rio Grande do Norte, 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 duas com a Mandacaru Energia Ltda e operadas pela parceira.

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.

SPE Miranga

A SPE Miranga S.A., foi constituída em 12 de janeiro de 2021. Em 24 de fevereiro do mesmo ano, 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.

1.1.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.

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS NA PREPARAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As práticas contábeis do exercício anterior foram aplicadas de modo consistente na preparação destas Informações Trimestrais.

2.1. Base de preparação e apresentação das Informações Trimestrais

- As Informações Trimestrais individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com o pronunciamento CPC 21 (R1) – emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”); com o IAS 34 – emitido pelo International Accounting Standards Board (“IASB”); e com as normas e orientações emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).
- As Informações trimestrais individuais e consolidadas devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia de 31 de dezembro de 2021.
- A preparação das informações trimestrais requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das suas práticas contábeis.
- Não houve mudanças significativas nas premissas e julgamentos por parte da Administração da Companhia no uso das estimativas para preparação destas Informações trimestrais em relação àquelas utilizadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021.
- A autorização para emissão dessas informações trimestrais foi concedida pela Administração em 5 de maio de 2022.

2.2. Principais práticas contábeis

Todas as informações relevantes próprias destas informações trimestrais, e somente elas, estão sendo evidenciadas e estas correspondem às utilizadas pela Administração na gestão da Companhia. As principais políticas e estimativas contábeis adotadas pela Companhia e suas controladas estão de acordo com o CPC 21 e IAS 34 e divulgadas às demonstrações financeiras individuais e consolidadas de 31 de dezembro 2021. Não houve alterações entre as práticas divulgadas às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021 e estas informações trimestrais.

Os novos pronunciamentos contábeis (que entraram em vigor em 2022), listados às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021, não tiveram efeito, ou não são aplicáveis, às práticas contábeis utilizadas na preparação destas informações financeiras intermediárias.

2.3. Bases de consolidação e investimentos em controladas

A Companhia consolida todas as investidas sobre as quais detém o controle, isto é, quando está exposta ou tem direitos a retornos variáveis de seu envolvimento com a investida e tem capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Quando necessário, as informações trimestrais das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pela Companhia. Todas as transações, saldos,

receitas e despesas entre as empresas são eliminados integralmente nas informações trimestrais consolidadas.

Nas informações trimestrais da Companhia as informações financeiras das controladas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são efetuados nas informações trimestrais da controladora.

2.4. Moeda funcional e conversão de moedas estrangeiras

A Administração da Companhia definiu a moeda corrente do Brasil, o real (R\$), como “Moeda Funcional”, para a Companhia e para cada uma de suas controladas, uma vez que esta é a moeda corrente no ambiente primário em que a Companhia e suas controladas estão inseridas. O real é, também, a moeda de apresentação destas Informações Trimestrais.

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Bancos conta movimento	560	2.372	11.362	14.176
Aplicações financeiras e CDB	103.421	169.916	145.105	202.983
Total	103.981	172.288	156.467	217.159

As aplicações referem-se a operações de renda fixa (Compromissadas de Terceiros e CDB - Certificado de Depósito Bancário), indexados de 70,00% a 102,50% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário) (70% a 102,50% do CDI em 2021) mantidas com bancos de 1ª linha, conforme nota explicativa nº 20.3, que possuem “rating” entre Aa1 (BR) e Ba3, baseado na agência de “rating” Moody’s e a fundos de investimento com rendimentos equivalentes à taxa de 102,47% do CDI (99,32% do CDI em 2021). A Companhia e suas controladas podem resgatar imediatamente essas aplicações sem ônus ou restrição e seus valores de mercado não diferem dos valores registrados contabilmente.

3.2. Aplicações financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Aplicações financeiras	434.125	531.863	589.182	655.644
Total	434.125	531.863	589.182	655.644
Circulante	434.125	531.863	514.353	585.655
Não circulante	-	-	74.829	69.989

As aplicações financeiras referem-se, principalmente, a investimentos em Fundos Cambiais denominados em dólar norte-americano. A Administração optou por investir parte dos recursos captados na sua Oferta Pública Inicial de Ações, neste tipo de investimento como forma de se proteger da variação cambial tendo em vista que suas dívidas bancárias e pagamentos remanescentes à Petrobras referentes às aquisições de ativos são denominadas em dólar norte-americano.

A maior parte dos recursos estão aplicados no “Fundo Itaú Cambial FICF”, cuja rentabilidade média foi de -14,66%, pouco acima da variação do câmbio (-15,10%) durante o mesmo período do ano.

A controlada Potiguar deve manter aplicações financeiras como garantia para o empréstimo. Os valores mínimos e especificidades da restrição estão divulgados na nota explicativa nº 8.

4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Petrobras	58.712	34.398	365.746	169.847
Companhia de Gás da Bahia - Bahiagás	6.486	-	47.131	-
PBGÁS – Companhia Paraibana de Gás	-	-	8.160	-
Potigás – Companhia Potiguar de Gás	-	-	12.975	-
Companhia Ultragaz S A.	-	-	18.526	-
Total	65.198	34.398	452.538	169.847

A Companhia e suas controladas, em 31 de março de 2022 e em 31 de dezembro de 2021, não possuíam saldos vencidos e nem perda estimada em créditos de liquidação duvidosa. As faturas são emitidas contra os clientes com um prazo médio de vencimento de 30 a 50 dias. A Companhia e suas controladas não possuem histórico de perdas nem atrasos materiais de recebíveis e não há expectativa de perda futura para tais recebíveis.

5. INVESTIMENTOS

Informações sobre as investidas		Ações Ordinárias Possuídas (em milhares)	Participação no capital integralizado %	Capital social	Ativo total	Passivo total	Patrimônio líquido	Receita bruta	Lucro Líquido (Prejuízo)
Investidas	Data-base								
-									
Recôncavo E&P S.A.	31/03/2022	6.125	100	6.561	21.296	4.207	17.378	4.135	1.105
Recôncavo America LLC	31/03/2022	n/a	100	9.242	25.546	-	25.542	-	(1.392)
Potiguar E&P S.A.	31/03/2022	622.009	100	622.009	2.328.361	1.848.463	479.896	460.144	252.022
SPE Miranga S.A.	31/03/2022	344.101	100	344.101	1.553.480	1.004.930	548.549	187.531	158.095
Recôncavo E&P S.A.	31/12/2021	6.125	100	6.561	20.418	4.142	16.276	14.286	5.311
Recôncavo America LLC	31/12/2021	n/a	100	9.242	26.931	-	26.931	-	29
Potiguar E&P S.A.	31/12/2021	622.009	100	622.009	2.049.900	1.700.933	348.967	951.753	102.065
SPE Miranga S.A.	31/12/2021	344.1014	100	344.101	1.327.310	971.031	356.279	15.242	12.692

Movimentação	Recôncavo	Reconcavo America (iii)	Potiguar	SPE Miranga	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2020	11.662	26.904	521.437	-	560.003
Equivalência patrimonial	5.311	(8.309)	102.064	12.692	111.758
Cancelamento de dividendos (i)	304	-	-	-	304
Dividendos mínimos obrigatórios	(1.001)	-	-	(3.014)	(4.015)
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	(385.361)	-	(385.361)
Adiantamento para futuro aumento de capital (iv)	-	-	14.000	2.500	16.500
Aumento de Capital Social (ii)	-	-	96.827	344.101	440.928
Saldos em 31 de dezembro de 2021	16.276	18.595	348.967	356.279	740.117
Equivalência patrimonial	1.105	(1.392)	252.022	158.095	409.830
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	(190.502)	-	(190.502)
Adiantamento para futuro aumento de capital (iv)	-	-	75.000	21.935	96.935
Saldos em 31 de março de 2022	17.381	17.201	485.487	536.311	1.056.380

- (i) Conforme mencionado na nota explicativa nº 10 às Demonstrações Financeiras de 31/12/2021, o contrato de financiamento obtido com o intuito de financiar parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, proíbe o pagamento de dividendos pela Companhia e suas controladas oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2020. Considerando essas restrições, a Administração da Companhia recomendou aos acionistas a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima. Em 31 de dezembro de 2020 a controlada Recôncavo possuía dividendos mínimos obrigatórios no valor de R\$304. Tais dividendos foram cancelados nas respectivas Assembleias Gerais Ordinárias em 2021.

- (ii) Potiguar:

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foram emitidas 96.826.947 (noventa e seis milhões, oitocentas e vinte e seis mil, novecentas e quarenta e sete) ações ordinárias nominativas e sem valor nominal, ao preço de emissão de R\$1,00 (um real) por ação. Todas as ações foram subscritas e integralizadas pela Companhia em moeda corrente.

Miranga

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foram emitidas 344.101.587 (trezentos e quarenta e quatro milhões, cem mil e quinhentos e oitenta e sete) ações ordinárias da investida SPE Miranga a um preço de subscrição de R\$1,00 (um real). Todas as ações foram subscritas e integralizadas pela Companhia em moeda corrente.

- (iii) As equivalências patrimoniais da controlada Reconcavo America para o exercício findo em 31/12/2021 e para o período findo em 31 de março de 2022 inclui a eliminação de saldo referente a lucro não realizado entre partes relacionadas.

- (iv) Referem-se a aumentos para futuro aumento de capital na controlada Potiguar e SPE Miranga. Esses aportes serão subscritos e integralizados no capital social na próxima assembleia geral de sócios das controladas.

6. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

Controladora	Saldo em 31/12/2020	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/03/2022
Imobilizado			(v)				(v)		
<u>Custo</u>									
Terrenos	80	-	-	-	80	-	-	-	80
Imóveis e construções	7.805	85	-	1.275	9.165	4	-	-	9.169
Máquinas e equipamentos	33.175	2.541	(111)	4.524	40.129	3.249	-	-	43.378
Móveis e utensílios	11.277	1.174	-	437	12.888	564	-	-	13.452
Veículos	3.387	-	(434)	151	3.104	-	-	-	3.104
Computadores e periféricos	2.353	414	-	133	2.900	72	-	-	2.972
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	883.679	62.509	(28)	12.128	958.288	6.040	-	(33)	964.295
Direito de produção de petróleo e gás (ii)	-	79.880	-	20.629	100.509	-	-	-	100.509
Adiantamento para compra de direito de produção de petróleo e gás	20.629	-	-	(20.629)	-	-	-	-	-
Almoarifado para inversões fixas (iii)	31.793	76.327	(52.243)	(12.142)	43.735	27.003	(16.679)	15	54.074
Adiantamento para aquisição de ativos fixos	1.988	16.930	(37)	-	18.881	2.723	(10.105)	-	11.499
Bens imobilizados em andamento (iv)	2.236	15.507	(1.645)	(7.529)	8.569	16.567	-	18	25.154
Total	998.402	255.367	(54.498)	(1.023)	1.198.248	56.222	(26.784)	-	1.227.686
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>									
Imóveis e construções	(4.460)	(579)	-	-	(5.039)	(171)	-	-	(5.210)
Máquinas e equipamentos	(9.995)	(4.109)	103	-	(14.001)	(1.200)	-	-	(15.201)
Móveis e utensílios	(6.819)	(856)	-	-	(7.675)	(258)	-	-	(7.933)
Veículos	(1.970)	(271)	283	-	(1.958)	(59)	-	-	(2.017)
Computadores e periféricos	(1.161)	(282)	-	-	(1.443)	(73)	-	-	(1.516)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	(587.905)	(62.701)	-	-	(650.606)	(12.420)	-	-	(663.026)
Direito de produção de petróleo e gás - Amortização	-	(75)	-	-	(75)	(874)	-	-	(949)
Total	(612.310)	(68.873)	386	-	(680.797)	(15.055)	-	-	(695.852)
Intangível									
<u>Custo</u>									
Softwares	8.649	1.604	-	1.023	11.276	914	-	-	12.190
<u>Amortização</u>									
Softwares	(4.042)	(895)	-	-	(4.937)	(273)	-	-	(5.210)
Total do imobilizado e intangível	390.699	187.203	(54.112)	-	523.790	41.808	(26.784)	-	538.814

Consolidado	Saldo em				Saldo em				Saldo em
	31/12/2020	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	
Imobilizado			(v)				(v)		
<u>Custo</u>									
Terrenos	105	-	-	-	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	13.121	953	-	1.275	15.349	4	(7)	-	15.346
Máquinas e equipamentos	43.503	7.862	(11.089)	4.524	44.800	6.986	(727)	25	51.084
Móveis e utensílios	13.105	5.456	-	1.182	19.743	1.284	(35)	1	20.993
Veículos	3.536	680	(434)	151	3.933	116	-	-	4.049
Computadores e periféricos	3.060	2.020	-	(613)	4.467	137	-	(1)	4.603
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	974.300	199.121	(279)	29.658	1.202.800	78.523	(109)	26.447	1.307.661
Direito de produção de petróleo e gás (ii)	1.237.215	1.580.644	-	81.176	2.899.035	-	-	-	2.899.035
Adiantamento para compra de direito de produção de petróleo e gás	20.628	60.548	-	(81.176)	-	-	-	-	-
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	55.413	226.671	(122.879)	(29.672)	129.533	101.238	(35.036)	(26.503)	169.232
Adiantamento para aquisição de ativos fixos	5.686	21.891	(325)	-	27.252	6.074	(10.687)	-	22.639
Bens imobilizados em andamento (iv)	6.982	24.640	(10.180)	(7.529)	13.913	19.077	-	31	33.021
Total	2.376.654	2.130.486	(145.186)	(1.024)	4.360.930	213.439	(46.601)	-	4.527.768
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>									
Imóveis e construções	(6.105)	(742)	-	-	(6.847)	(212)	-	-	(7.059)
Máquinas e equipamentos	(12.133)	(2.886)	502	-	(14.517)	(1.516)	802	-	(15.231)
Móveis e utensílios	(6.928)	(1.095)	-	-	(8.023)	(437)	35	-	(8.425)
Veículos	(1.970)	(270)	283	-	(1.957)	(67)	-	-	(2.024)
Computadores e periféricos	(4.164)	(1.004)	-	-	(5.168)	(140)	-	-	(5.308)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	(613.262)	(92.993)	-	-	(706.255)	(25.625)	-	-	(731.880)
Direito de produção de petróleo e gás - Amortização	(135.181)	(132.560)	-	-	(267.741)	(36.652)	-	-	(304.393)
Total	(779.743)	(231.550)	785	-	(1.010.508)	(64.649)	837	-	(1.074.320)
Intangível									
<u>Custo</u>									
Softwares	9.195	1.789	-	1.024	12.008	972	(172)	-	12.808
<u>Amortização</u>									
Softwares	(1.185)	(380)	-	-	(1.565)	(310)	74	-	(1.801)
Total do imobilizado e intangível	1.604.921	1.900.345	(144.401)	-	3.360.865	149.452	(45.862)	-	3.464.455

- (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 Sesmária, 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 4ª, 6ª e 9ª rodada 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.

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.

Perdas pela não recuperabilidade de imobilizado (*impairment*)

Anualmente, a Companhia e suas controladas analisam indicativos de eventuais perdas (*impairment*) na recuperabilidade dos investimentos para incremento de produção e perfuração de poços, de acordo com a prática contábil apresentada na nota explicativa nº 8 às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021. Os valores recuperáveis das Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas (vide nota explicativa nº 3 também às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021). Em 31 de março de 2022 e em 31 de dezembro de 2021, a Companhia não identificou indicativos de *impairment* para seus ativos.

Bens dados em garantia

A Companhia possui uma sonda de perfuração terrestre dada em garantia do processo de execução fiscal nº 0000566-44.2011.805.0164, movido contra a controladora.

Como parte da contratação do financiamento bancário, a controlada Potiguar deu em garantia (i) os direitos emergentes dos contratos de concessão dos 34 campos pertencentes ao Polo Riacho da Forquilha, (ii) sua posição nos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, todos celebrados com a Petrobras, (iii) o estoque de petróleo, (iv) os equipamentos e maquinários de sua titularidade, (v) 100% de suas ações e (vi) os direitos creditórios referentes: (a) aos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, (b) às apólices de seguro, (c) aos contratos de derivativos celebrados com Banco ABC, Goldman Sachs, Deutsche Bank, Itaú Unibanco e Morgan Stanley e (d) às garantias outorgadas no âmbito dos contratos cedidos.

7. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Em moeda nacional	41.372	32.464	143.254	88.206
Em moeda estrangeira	4.862	4.217	9.370	10.194
Partes relacionadas (nota nº 15)	18.326	21.519	959	308
Total	64.560	58.200	153.583	98.708

8. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Posição empréstimos	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
FINEP	1.320	1.648	1.320	1.647
Empréstimos bancários	-	-	597.509	762.081
Custos a amortizar	(110)	(137)	(19.988)	(22.437)
Total	1.210	1.511	578.841	741.291
Total circulante	1.210	1.211	251.762	281.762
Total não circulante	-	300	327.079	459.529

Movimentação de Empréstimos

Movimentação dos empréstimos	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.734	894.040
Adições	60.479	60.479
Pagamentos de principal	(59.145)	(283.210)
Juros pagos	(1.194)	(58.399)
Juros provisionados	1.250	55.574
Amortização do custo de captação	97	12.991
Variação cambial	(2.703)	59.816
Saldo em 31 de dezembro de 2021	1.511	741.291
Pagamentos de principal	(328)	(56.931)
Juros pagos	(29)	(12.194)
Juros provisionados	29	10.586
Amortização do custo de captação	27	2.449
Variação cambial	-	(106.360)
Saldo em 31 de março de 2022	1.210	578.841

Empréstimos por moeda	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
	R\$	US\$	R\$	US\$
31 de dezembro de 2021:				
FINEP	1.512	-	1.512	-
Empréstimos bancários	-	-	-	132.541
31 de março de 2022:				
FINEP	1.210	-	1.210	-
Empréstimos bancários	-	-	-	121.920

Abaixo apresentamos o cronograma de vencimento dos empréstimos classificados no não-circulante:

Empréstimos não circulante	Consolidado
2023	194.682
2024	132.397
Total	327.079

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. Com o objetivo de financiar parte do pagamento da aquisição, 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 integralmente pago em 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, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o recebido foi de US\$195.428.

Como garantia para o empréstimo, em 31 de março de 2022, a Potiguar deve manter nas contas vinculantes o valor contábil de no mínimo R\$117.937 (31 de dezembro 2021, R\$ 117.937), 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, a controlada mantinha o saldo necessário e estava aderente as regras contratuais. O empréstimo será pago em parcelas trimestrais até abril de 2024.

Como parte das cláusulas de vencimento antecipado, o contrato prevê a manutenção de contratos de hedge para proteger seus volumes líquidos apresentados no relatório de reservas da seguinte maneira:

- Para os meses 1 a 12, (i) no mínimo 85% de suas reservas PDPs ou (ii) 80% de suas reservas 1P, limitados a 95% de suas reservas 1P.
- Para os meses 13 a 24, no mínimo 60% de suas reservas 1P, limitados a 75% de suas reservas 1P.
- Para os meses 25 a 36, no mínimo 40% de suas reservas 1P, limitados a 55% de suas reservas 1P.

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.
- 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 março de 2022, a Companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (“*covenants*”), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras anuais 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 instituem 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, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) da Controlada Potiguar não deve ser maior que:
 - 2,0 durante o ano fiscal de 2022.
 - 1,5 durante o ano fiscal de 2023 em diante.
- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) consolidado do Grupo não deve ser maior que 2,5.
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das reservas Provasdas 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.

A controlada Potiguar E&P obteve das instituições financeiras credoras do contrato de financiamento *wavier* para não celebrar contratos adicionais de *hedge* de petróleo para o período que começa em 1º de janeiro de 2022 e termina em 30 de junho de 2022.

No período de três meses findo em 31 de março de 2022 e no exercício de 2021, o Grupo cumpriu as cláusulas restritivas aplicáveis.

Os bens dados em garantia do contrato foram divulgados na nota explicativa nº 6.

9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Os valores de Imposto de Renda (“IR”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”) que afetaram o resultado do exercício estão demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
Lucro antes do imposto do IR e CSLL	398.986	(14.070)	530.662	(24.205)
Alíquota combinada de IR e CSLL	34%	34%	34%	34%
IR e CSLL às alíquotas da legislação	(135.655)	4.784	(180.425)	8.230
Equivalência patrimonial (a)	140.732	(9.075)	-	-
Diferença de alíquota na constituição de tributos diferidos (b)	(14.708)	-	10.225	-
Outros	3.345	3.243	4.351	789
Redução - incentivo fiscal	9.138	2.228	37.025	2.296
Imposto de renda e contribuição social	2.852	1.180	(128.824)	11.315

- (a) Conforme lei 12.973 de 13 de maio de 2014, a partir de 1º de janeiro de 2020 o lucro da controlada Reconcavo America passou a ser computado na determinação do lucro real e na base de cálculo da CSLL da Companhia.
- (b) Refere-se a diferença entre alíquota nominal e efetiva oriunda do benefício fiscal da Sudene sobre as diferenças temporárias de variação cambial que a partir de 2022 passaram a ser tributadas pelo regime de caixa.

O saldo do imposto de renda e contribuição social diferidos é decorrente, basicamente, da diferença temporária da provisão para abandono de poços, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social de controladas (impostos ativos) e, diferido sobre o saldo do valor justo de instrumentos financeiros derivativos da controlada Potiguar e adoção de CPC (impostos passivos).

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Ativo				
Provisão para abandono de poços	4.441	4.052	6.951	6.217
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	256.129	157.992
Prejuízo fiscal/base negativa	7.973	13.267	23.379	46.088
Variação cambial não realizada	12.123	-	12.192	-
Diferido sobre provisões e outros	6.771	8.153	17.751	17.880
Total	31.308	25.472	316.402	228.177
Passivo				
Adoção CPC (imobilizado) (a)	4.741	4.780	4.849	4.890
Variação cambial não realizada	-	-	73.883	6.018
Total	4.741	4.780	78.732	10.908
Total de IR e CSLL diferidos	26.567	20.692	237.670	217.269
Total do tributo diferido ativo	26.567	20.692	290.662	222.941
Total do tributo diferido passivo	-	-	52.992	5.672

- (a) Refere-se a diferenças temporárias entre base contábil e tributária, decorrente da adequação das demonstrações financeiras da Companhia às IFRS.

A Administração considera que os impostos ativos decorrentes das provisões temporárias serão realizados na proporção que os contratos de derivativos forem vencendo, que os poços forem abandonados e que as contingências e demais provisões forem realizadas.

A expectativa da Administração para realização dos créditos tributários está apresentada a seguir:

	Controladora	Consolidado
2022	12.067	152.047
2023	5.906	107.558
2024	2.242	43.207
2025	2.033	2.041
2026 em diante	9.060	11.549
Total	31.308	316.402

10. VALORES A PAGAR POR AQUISIÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
<u>Circulante</u>				
<u>Polo Remanso</u>				
Custo amortizado	23.865	27.903	23.865	27.903
<u>Polo Potiguar</u>				
Custo Amortizado	-	-	270.723	313.805
<u>Polo Miranga</u>				
Custo Amortizado	-	-	95.109	111.610
Total circulante	23.865	27.903	389.697	453.318
<u>Não circulante</u>				
<u>Polo Miranga</u>				
Custo Amortizado	-	-	285.804	335.388
Valor justo através do resultado	-	-	404.214	474.343
Total não circulante	-	-	690.018	809.731
Total	23.865	27.903	1.079.715	1.263.049
Total em US\$	5.037	5.000	228.997	228.344

Movimentação dos valores a pagar por aquisições	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020	-	-
Adições	28.455	1.281.300
Variação cambial	(552)	(18.251)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	27.903	1.263.049
Juros	189	2.951
Variação cambial	(4.227)	(186.285)
Saldo em 31 de março de 2022	23.865	1.079.715

Polo Remanso

Conforme descrito na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021, 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. O valor remanescente a pagar dessa transação é de US\$ 5 milhões e será pago em dezembro de 2022. O valor será atualizado por uma taxa de juros anual (Libor mais 3%).

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. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores.

A Controlada deve pagar à Petrobras um saldo remanescente correspondente a 16% do valor de aquisição ajustado, ou, aproximadamente, US\$56.000, condicionado à extensão das concessões de onze dos 34 campos adquiridos, conforme demonstrado abaixo:

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

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

Conforme descrito na nota explicativa nº 3 às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021, a Administração entende que as renovações serão aprovadas e, portanto, registrou no ano de 2021 o montante de R\$ 313.805 no passivo circulante. Esse valor refere-se ao valor total desta parcela. O Contrato de Compra e Venda pela aquisição firmado com a Petrobras não prevê atualização deste montante.

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*”) que constituem o Polo Miranga, na Bacia Recôncavo, na Bahia. A aquisição foi concluída no dia 6 de dezembro de 2021.

Os valores a pagar da aquisição foram mensurados pelo custo amortizado e pelo valor justo através do resultado como seguem:

Custo amortizado:

- US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação;
- US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação;
- US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação;

Esses valores são atualizados a uma taxa de juros fixa de 1,5% a.a.

Valor justo através do resultado:

Como parte do contrato, a controlada Miranga, pode pagar até US\$ 85 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato. Esse estão atrelados ao preço médio do Petróleo Brent nos anos calendário de 2022, 2023 e 2024. Em 31 de dezembro de 2021 e em 31 de março de 2022, a Controlada tinha registrado o valor máximo possível do passivo.

Esses valores são atualizados a uma taxa de juros fixa de 1,5% a.a.

11. PROVISÃO PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS

11.1 Perdas prováveis - trabalhistas e fiscais

Com base na análise individual dos processos impetrados contra a Companhia e suas controladas e suportadas por opinião de seus consultores jurídicos internos e externos, foram constituídas provisões no passivo não circulante, para riscos com perdas consideradas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

Prognóstico de perda provável	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Processos trabalhistas	2.201	2.416	2.201	2.416
Processos fiscais	1.042	1.027	1.042	1.027
Total	3.243	3.443	3.243	3.443

Movimentação	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020	4.965	4.965
Pagamentos efetuados	(1.522)	(1.522)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.443	3.443
Provisões constituídas	65	65
Provisões revertidas	(230)	(230)
Pagamentos efetuados	(35)	(35)
Saldo em 31 de março de 2022	3.243	3.243

A Companhia possui 35 processos trabalhistas (44, em 31 de dezembro de 2021), sendo 16 (19, em 31 de dezembro de 2021) deles classificados como perdas prováveis. A maior parte destas ações trabalhistas estão vinculados a empresas terceirizadas, em que a PetroReconcavo consta como responsável subsidiária no processo.

11.2 Perdas possíveis - trabalhistas, cíveis e previdenciárias

A Companhia possuía em 31 de março de 2022 e em 31 de dezembro de 2021, litígios com probabilidade de perda possível, com base na opinião da Administração e de seus consultores jurídicos, conforme demonstrados a seguir:

Prognóstico de perda possível	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Processos tributários	25.350	24.792	25.722	26.469
Processos trabalhistas	914	764	914	764
Processos regulatórios	500	500	500	869
Processos Cíveis	365	365	375	365
Total	27.129	26.421	27.511	28.467

Os processos tributários são compostos principalmente por causas pulverizadas de tributos federais.

Os processos trabalhistas são compostos por causas pulverizadas de ex-colaboradores e, principalmente, processos de responsabilidade subsidiária requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicionais de periculosidade, dentre outras.

12. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS

Movimentação	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2020	10.914	40.111
Constituição de provisão	23.667	44.480
Atualização	1.339	6.563
Reversão	-	(6.040)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	35.920	85.114
Atualização	1.143	2.698
Saldos em 31 de março de 2022	37.063	87.812
Total do passivo circulante	-	419
Total do passivo não circulante	37.063	87.393

13. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A controlada Potiguar firmou contratos de compensação com as contrapartes Itaú BBA, Morgan Stanley, Goldman Sachs, Deutsche Bank e Banco ABC. Os derivativos são apresentados a seguir:

Posição de instrumentos financeiros	Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021
Passivos financeiros derivativos		
Contratos a termo de <i>commodity</i> passivo circulante	(405.828)	(231.125)
Contratos a termo de <i>commodity</i> passivo não circulante	(347.494)	(233.559)
Total	(753.322)	(464.684)

Movimentação dos instrumentos financeiros	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020	119.196
Valor justo dos instrumentos financeiros reclassificado para o resultado	(126.780)
Liquidação de contratos de derivativos	126.780
Valor justo dos instrumentos financeiros	(583.880)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(464.684)
Valor justo dos instrumentos financeiros reclassificado para o resultado	(85.230)
Liquidação de contratos de derivativos	85.230
Valor justo dos instrumentos financeiros	(288.638)
Saldo em 31 de março de 2022	(753.322)

Em relação aos requisitos para a efetividade do “*hedge*”, a Administração concluiu que:

- Existe relação econômica entre o item protegido e o instrumento de “*hedge*”.
- O efeito de risco de crédito não influencia de maneira significativa as alterações no valor justo da relação econômica dos instrumentos de “*hedge*”.

O índice de “*hedge*” da relação de proteção é de 1:1 e é o mesmo que aquele resultante da quantidade do item protegido que a Companhia efetivamente protege e a quantidade do instrumento de “*hedge*” que a Companhia efetivamente utiliza para proteger a quantidade de item protegido.

14. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

14.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado em 31 de março de 2022 é de R\$1.864.105 (R\$1.863.916 em 31 de dezembro de 2021) e está representado por 248.535.088 (duzentas e quarenta e oito milhões, quinhentas e trinta e cinco mil e oitenta e oito) ações ordinárias (248.517.120 em 31 de dezembro de 2021), todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Do montante subscrito e integralizado do capital social foram deduzidos os custos com a emissão das ações, referentes a gastos com elaboração de prospectos e relatórios, remuneração de serviços profissionais de terceiros (advogados, auditores, consultores, profissionais de banco de investimentos, corretores, etc.), gastos com publicidade, taxas e comissões, custos de transferência e custos de registro. Esses custos totalizaram R\$75.728 e foram registrados líquidos do seu efeito fiscal (R\$25.748) no montante líquido de R\$49.980. Em 31 de março de 2022, o valor do capital social líquido dos custos com emissão de ações era de R\$1.814.125 (R\$1.813.936 em 31 de dezembro de 2021).

Em 31 de março de 2022 e para 31 de dezembro de 2021 as ações ordinárias estavam assim distribuídas:

Acionista	PetroRecôncavo S.A.	
	31/03/2022	31/12/2021
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	82.536.716	82.536.716
Fundos geridos pelo Opportunity	63.930.089	63.930.089
Eduardo Cintra Santos	14.749.105	14.749.105
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda	12.539.404	12.539.404
Outros acionistas	74.779.774	74.761.806
Total	248.535.088	248.517.120
Ações em tesouraria	(141.389)	(143.009)
Total líquido de ações em tesouraria	248.393.699	248.374.111

No período de três meses findo em 31 de março de 2022 a Companhia não recomprou ações (em 2021 recomprou 327.822) e entregou ou vendeu 1.620 (2021, 184.813) ações ordinárias para executivos da Companhia como parte de programas de remuneração baseados em ações.

Em 31 de março de 2022, a Companhia mantinha 141.389 ações ordinárias em tesouraria (143.009 em 31 de dezembro de 2021) ao preço médio de R\$ 16,03, totalizando R\$2.267 (R\$2.292 em 31 de dezembro de 2021).

Movimentações do capital social

No período de três meses findo em 31 de março de 2022 e durante o exercício de 2021 ocorreram as seguintes movimentações:

Reunião	Data	Movimentações
Assembleia Geral Extraordinária	24/02/2021	<ul style="list-style-type: none"> • Conversão da totalidade ações preferenciais, 949.005, em ações ordinárias; • Aprovação do aumento do capital autorizado, de R\$300.000.000,00 para R\$2.750.000.000,00; e, • Aprovação da abertura de capital da Companhia e autorização da submissão, pela Companhia, do pedido de registro de companhia aberta, como emissor categoria "A", perante a CVM.
Assembleia Geral Extraordinária	01/04/2021	<ul style="list-style-type: none"> • Desdobramento da totalidade das ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, à razão de 1:2; • O capital social, anteriormente dividido em 83.911.766 ações ordinárias, passa a ser dividido em 167.823.532 ações ordinárias e sem valor nominal; • Aprovar o Programa de Incentivo Consolidado aprovado pelo Conselho de Administração e pela Assembleia Geral em 1º de abril de 2021 ("Programa de Incentivo").
Reunião do Conselho de Administração	03/05/2021	<ul style="list-style-type: none"> • A fixação do preço de R\$ 14,75 por ação ordinária de emissão da Companhia objeto da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias; • O aumento do capital social da Companhia no montante de R\$1.032.500.000,00, o qual passará de R\$674.941.437,37 para R\$1.707.441.437,37, mediante a emissão de 70.000.000 de novas ações ordinárias, com preço de emissão de R\$14,75 cada uma, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, que foram objeto da oferta pública supracitada. O capital social da Companhia passou a ser dividido em 237.823.532 ações ordinárias
Reunião do Conselho de Administração	02/06/2021	<ul style="list-style-type: none"> • O aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R\$ 154,9 milhões, o qual passará de R\$ 1.707 milhões para R\$ 1.862,3 milhões, mediante a emissão de 10,5 milhões novas ações ordinárias, com preço de emissão de R\$ 14,75 cada uma, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal;
Reunião do Conselho de Administração	22/07/2021	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovar a aquisição pela Companhia de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de sua emissão, respeitando os limites legais ("programa de Recompra"), para (i) 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, mediante alienação e entrega de ações aos diretores estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas; • Aumento do capital social da Companhia dos atuais R\$ 1.862,316.437,37, dividido em 248.323.532 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, para R\$ 1.863.093.962,37, dividido em 248.428.532 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Esse aumento se deu em decorrência dos exercícios de opções de compra de ações, dentro do limite do capital autorizado.

Reunião do Conselho de Administração	21/10/2021	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento capital social da Companhia, que passou de R\$ 1.863.093.962,37, dividido em 248.428.532 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, para R\$ 1.863.551.482,01, dividido em 248.482.668 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Esse aumento se deu em decorrência dos exercícios de opções de compra de ações, dentro do limite do capital autorizado.
Reunião do Conselho de Administração	15/12/2021	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento do capital social, que passou de R\$ 1.863.551.482,01, dividido em 248.482.668 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, para R\$ 1.863.916.056,99, dividido em 248.517.120 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Esse aumento se deu em decorrência dos exercícios de opções de compra de ações, dentro do limite do capital autorizado.
Reunião do Conselho de Administração	25/02/2022	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento do capital social da Companhia, que passa de R\$ 1.863.916.056,99, dividido em 248.517.120 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, para R\$ 1.864.105.015,31 dividido em 248.535.088 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Esse aumento se deu em decorrência dos exercícios de opções de compra de ações, dentro do limite do capital autorizado.
Reunião do Conselho de Administração	21/03/2022	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovar, por maioria de votos, a proposta da administração para que o lucro líquido do exercício seja destinado da seguinte forma: (i) o valor de R\$ 8.844.889,40, correspondente a 5% do valor do lucro líquido, seja destinado à reserva legal; (ii) o valor de R\$ 5.797.007,01, seja destinado à reserva de incentivos fiscais; (iii) o valor de R\$ 40.563.972,90, correspondente a 25% do lucro líquido ajustado pela constituição das reservas legal e de incentivos fiscais, seja destinado à distribuição aos acionistas, a título de dividendo obrigatório; e (iv) o valor remanescente, ajustado pelo efeito do resultado negativo de transações com ações em tesouraria no valor de R\$77.543,84, correspondente a R\$ 121.614.373,51, à conta de reserva para investimento e expansão

14.2 Reserva de capital e reserva de lucros - Redução de imposto de renda

A Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações (ver nota explicativa nº 11 às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021).

O incentivo fiscal correspondente apurado no exercício é reconhecido no resultado do exercício e, após apuração do lucro do exercício, é transferido para a reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros). Essa reserva somente poderá ser utilizada para aumentar o capital ou absorver prejuízos. A reserva de capital foi utilizada até o exercício de 2007.

14.3 Reserva para reinvestimento

Registra a retenção acumulada de lucros para reinvestimento; a retenção de lucros está sujeita à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária. Caberá também à Assembleia Geral Ordinária destinar a parcela das reservas de lucros que ultrapassarem o valor do capital social.

No exercício de 2021, a Companhia constituiu reserva de reinvestimento no montante de R\$ 121.615.

14.4 Reserva legal

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro de cada exercício, e não deve exceder 20% do capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital.

No exercício de 2021, a Companhia constituiu reserva legal no montante de R\$ 8.845.

14.5 Lucro (prejuízo) por ação

Resultado por ação	PetroRecôncavo S.A.	
	31/03/2022	31/03/2021
Resultado líquido	401.838	(12.890)
Média ponderada de ações emitidas	248.400.487	167.823.532
Resultado básico por ação - R\$	1,6177	(0,0768)
Média ponderada das ações e das opções de ações emitidas	249.591.293	169.021.126
Resultado diluído por ação - R\$	1,6100	(0,0763)

De forma a refletir o desdobramento das ações e opções ocorrido em 1º de abril de 2021, conforme detalhado na nota explicativa nº 14.1, ajustamos o denominador do cálculo do resultado por ação do período de três meses findo em 31 de março de 2021 para refletir o efeito do desdobramento das ações.

14.6 Dividendos mínimos propostos

Conforme Estatuto Social, os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido, deduzido de eventuais prejuízos acumulados, ajustado pelas reservas legal, de incentivo fiscal e de contingências, caso haja.

Resultado por ação	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2
Dividendos mínimos obrigatórios propostos	40.564
Saldo em 31 de dezembro de 2021 e em 31 de março de 2022	40.566

14.7 Pagamentos baseados em ações

Ações diferidas.

No dia 25 de junho de 2021, em Reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a concessão de benefício extraordinário aos participantes do Programa de Incentivo Consolidado, em virtude da conclusão da oferta pública inicial de ações de emissão da Companhia, no montante total de R\$16.395, dos quais: (a) 25% (vinte e cinco por cento) foram pagos em dinheiro em julho de 2021, e (b) 75% (setenta e cinco por cento) remanescentes serão pagos em ações ou dinheiro, a critério da Companhia, em 3 (três) lotes iguais, respectivamente em 12 (doze), 24 (vinte e quatro) e 36 (trinta e seis) meses, contados da data da liquidação do IPO.

Na supracitada reunião também ficou definida a concessão de benefício anual aos participantes do Programa de Incentivo Consolidado, em referência ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020, tendo em vista o atingimento das respectivas Metas Anuais. O benefício anual foi concedido na forma de entrega de Ações Diferidas, que serão entregues no final de três anos. Os pagamentos serão, a critério da Companhia, feitos em ações ou em dinheiro.

Em 31 de março de 2022 e em 31 de dezembro de 2021 os seguintes contratos de pagamentos baseados em ações vigoravam:

	Quantidade	Outorga	Validade	Valor justo na data de outorga R\$	"Vesting" 31/03/2022	"Vesting" 31/12/2021
Benefício extraordinário – 2ª parcela	201.462	25/06/2021	25/06/2022	19,59	2.831	1.888
Benefício extraordinário – 3ª parcela	201.462	25/06/2021	25/06/2023	19,59	1.351	901
Benefício extraordinário – 4ª parcela	201.462	25/06/2021	25/06/2024	19,59	858	572
Benefício metas anuais - 2020	231.488	25/06/2021	25/06/2024	19,59	987	657
Total	<u>835.874</u>				<u>6.027</u>	<u>4.018</u>

Em consonância com o CPC 10 (R1) a Companhia reconheceu despesas relativas às outorgas do benefício extraordinário e do Programa de Incentivo Consolidado, referente às ações diferidas, em contrapartida de reservas de capital, considerando a intenção da Companhia de efetuar essa liquidação com outorga de ações. Adicionalmente, os encargos trabalhistas são reconhecidos como provisão no passivo da Companhia.

Para ambos os planos, o valor justo corresponde ao preço de fechamento da ação na data de outorga, 25 de junho de 2021.

Compra adicional de ações e programa de "matching".

Ainda de acordo com a Reunião do Conselho de Administração, ocorrida no dia 25 de junho de 2021, também em observância ao atingimento das respectivas Metas Anuais, os participantes do programa incentivado tiveram direito a compra adicional de ações que foram complementadas, em igual quantidade à compra, pela Companhia ("matching"). As ações compradas pelos executivos e colaboradores estratégicos e as ações do matching foram entregues em julho de 2021. Mesmo em posse dos executivos e dos colaboradores, essas ações possuem restrição de transferência ("lock up") durante três anos. A quantidade total de ações compradas pelos executivos e colaboradores estratégicos foi de 88.911 ações ordinárias e igual quantidade foi entregue pela Companhia como matching.

Opções de ações

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2014 e de 2016, a Companhia concedeu a colaboradores que ocupam posições estratégicas um plano de remuneração baseado em opções de ações. Em função do desdobramento das ações da Companhia, ocorrido em 1º abril de 2021, cada opção

de compra dos empregados pode ser convertida em duas ações ordinárias da Companhia no momento do exercício da opção. Nenhum valor é pago ou será pago pelo beneficiário no ato do recebimento da opção. As opções possuem um período de carência para exercício, sendo que a carência de um terço das opções vence a cada ano após a data da outorga. Passado o período de carência, as opções podem ser exercidas a qualquer momento até a data em que expiram.

Os seguintes contratos de opções de ações vigoraram durante o exercício de 31 de dezembro de 2021 e no período de três meses findo em 31 de março de 2022.

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

Em 1º abril de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia efetuaram determinadas deliberações, dentre as quais destacamos que os números de ações referentes às opções de compra de ações de emissão da Companhia, já outorgadas ao amparo do Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia e ainda não exercidas até esta data, serão ajustados proporcionalmente, de modo a refletir o desdobramento das ações de emissão da Companhia ora aprovado.

No dia 25 de junho de 2021, em Reunião do Conselho de Administração, foi aprovado a dispensa das restrições de transferências de ações (*'lock-up'*) então em vigor sobre ações de emissão da Companhia existentes nesta data, subscritas e/ou adquiridas por beneficiários do Plano de Opção de Compra de Ações que não sejam diretores estatutários da Companhia.

Não há saldo restante do valor justo estimado a ser reconhecido no resultado nos próximos exercícios, uma vez que os períodos de carência expiraram durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

No período de três meses findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, foram exercidas 140.000 ações referentes às opções emitidas em 13 de maio de 2016, 41.556 ações referentes às opções emitidas em 10 de outubro de 2013 e 30.000 ações referentes às opções emitidas em 20 de agosto de 2014, todas após o desdobramento. A Companhia recebeu R\$1.789 referente ao exercício dessas opções.

14.8 Ajustes de avaliação patrimonial

No período de três meses findo em 31 de março de 2022, a controlada Potiguar reconheceu a parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos, líquido de impostos, que são designados e qualificados como *"hedge"* de fluxo de caixa no montante de R\$190.502 (R\$385.361, em 31 de dezembro de 2021).

15. PARTES RELACIONADAS

Saldos	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
<u>Outros ativos:</u>				
Recôncavo E&P	292	386	-	-
PERBRAS (b)	5	5	5	5
Miranga (d)	10.651	-	-	-
Potiguar (d)	20.696	6.534	-	-
Total de outros ativos	<u>31.644</u>	<u>6.925</u>	<u>5</u>	<u>5</u>
<u>Dividendos a pagar</u>	<u>40.566</u>	<u>40.566</u>	<u>40.566</u>	<u>40.566</u>
<u>Dividendos a receber:</u>				
Recôncavo E&P	1.001	1.001	-	-
Miranga	3.014	3.014	-	-
Total de dividendos a receber	<u>4.015</u>	<u>4.015</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<u>Fornecedores:</u>				
PERBRAS (b)	750	47	959	308
Recôncavo	1.588	1.588	-	-
Reconcavo America (a)	14.566	14.566	-	-
Potiguar (e)	1.422	5.318	-	-
Total fornecedores	<u>18.326</u>	<u>21.519</u>	<u>959</u>	<u>308</u>

Transações	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
<u>Outras Receitas:</u>				
Recôncavo (d)	115	-	-	-
Potiguar (d)	6.831	776	-	-
SPE Miranga (d)	9.902	-	-	-
<u>Custo com serviços/materiais:</u>				
PERBRAS (b)	(1.876)	(1.065)	(2.813)	(1.412)
PetroSantander Management Inc. (c)	(37)	-	(37)	-
PetroSantander Holdings GMBH (c)	(11)	-	(11)	-
PetroSantander Colômbia (c)	(29)	-	(29)	-
Interservice USA	(34)	-	(34)	-
Potiguar (e)	(1.313)	-	-	-
SPE Miranga (e)	(130)	-	-	-
Rateios (f)	14.453	-	-	-
<u>Despesas gerais e administrativas:</u>				
PetroSantander Holdings GMBH (c)	-	(24)	-	(24)
Total	<u>27.871</u>	<u>(313)</u>	<u>(2.925)</u>	<u>(1.436)</u>

- (a) Refere-se ao valor que a Petroreconcavo deve a Recôncavo América devido à aquisição dos equipamentos que aconteceu em dezembro de 2020. Esta operação foi realizada através do REPETRO SPED, que é um regime aduaneiro e tributário especial relativo ao setor de Petróleo e Gás, que possibilita a produção, aquisição e/ou importação permanente ou temporária de bens utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural com desoneração total ou parcial da cadeia.
- (b) A Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar possuem transações com a acionista PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfuração Ltda., a qual realiza serviços com sondas de produção terrestres e outros serviços diversos de suporte à produção, suportado por contrato de prestação de serviço na modalidade de preços unitários, atualizados anualmente pelo IGP-M.
- (c) A Companhia possui transações com a PetroSantander Management Inc., a PetroSantander Colômbia e a PetroSantander Holdings GMBH que prestam assistência técnica e consultoria especializada na modalidade de “homem hora” relativa à exploração e produção de poços de petróleo, cujo contrato de prestação de serviço não prevê encargos financeiros.
- (d) Refere-se a prestação de serviços (sondas e diversos) e venda de materiais da controladora para as controladas Potiguar e Miranga.
- (e) Refere-se a venda do gás natural processado da controlada Potiguar para a controladora e da venda de materiais das controladas Miranga e Potiguar para a controladora.
- (f) Refere-se aos rateios de despesas administrativas corporativas para controladas.

Remuneração do pessoal-chave da Administração

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
Benefícios - Diretoria (a)	1.507	999	1.513	1.006
Benefícios - Conselho de Administração (a)	1.296	210	1.296	210
Outros benefícios (b)	59	46	59	46
Participação nos lucros	1.011	-	1.011	-
Pagamento baseado em ações (c)	2.255	-	2.255	-
Total	6.109	1.255	6.115	1.262

- (a) Refere-se ao pró-labore e encargos dos diretores e dos conselheiros da Companhia.
- (b) Refere-se às contribuições feitas pela Companhia em plano de previdência privada.
- (c) Referem-se a pagamentos e a *vesting* e encargos dos programas descritos na nota explicativa nº14.7.

A remuneração do Conselho de Administração é determinada pelos acionistas. Em 27 de abril de 2022, os acionistas definiram, em assembleia geral ordinária, a remuneração máxima para o exercício de 2022 no montante de R\$25.426, excluindo-se encargos sociais de ônus do empregador.

16. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP - AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

O Grupo é concessionário de 59 campos de petróleo subdivididos entre o Polo Remanso, Polo Potiguar e Polo Miranga, além de possuir direito a blocos exploratórios no Polo Potiguar, conforme descrito na nota explicativa nº 1. Pelos termos dos contratos de concessão mencionados, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantidos os direitos de desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, petróleo e gás natural nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos. Não existem restrições de preço para a comercialização dos produtos oriundos da exploração dessas áreas.

As seguintes participações governamentais e de terceiros deverão ser pagas pela Companhia em decorrência da retenção e das atividades nesses campos:

Participações	Detalhes
"Royalties"	No percentual de 7,5% até 10% aplicado sobre a produção bruta de petróleo e/ou gás natural, a partir da data de início da produção comercial da Área de Concessão (31 de março de 2022, R\$63.158 e 31 de março de 2021, R\$20.579).
Participação especial	No montante definido no Decreto das Participações 2.705/98 e Portaria da ANP 10/99.
Pagamento pela ocupação ou retenção da Área de Concessão	Para cada campo existe um valor em R\$ por quilômetro quadrado, que varia de acordo com o contrato de concessão de cada campo e com o estágio de operação de cada campo, que podem ser: (i) fase de exploração; (ii) fase de desenvolvimento; e (iii) fase de produção. Todos os campos estão na fase de produção.
Pagamento aos proprietários de terra	Equivalente a 1% (um por cento) da produção de petróleo e gás natural, de acordo com a legislação brasileira aplicável (31 de março de 2022, R\$4.091 e 31 de março de 2021, R\$1.056).

17. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

As receitas de petróleo estão diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos e ao preço contratual de venda do gás natural e seus subprodutos.

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
<u>Receita bruta:</u>				
Prestação de serviços	-	79.768	-	79.768
Venda de petróleo	149.257	-	635.161	211.828
Venda de Gás e subprodutos	26.788	-	326.134	9.642
Contrato de Hedge	-	-	(85.230)	3.540
Total	176.045	79.768	876.065	304.778
<u>Impostos sobre a receita</u>				
PIS	(3.082)	(548)	(14.156)	(4.201)
COFINS	(14.194)	(2.530)	(65.201)	(19.364)
ISS	(374)	(2.926)	(374)	(2.926)
ICMS	(3.938)	-	(92.858)	(32.499)
Total	(21.588)	(6.004)	(172.589)	(58.990)
Receita líquida	154.457	73.764	703.476	245.788

18. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DAS DESPESAS RECONHECIDAS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
Pessoal	(16.288)	(16.530)	(48.037)	(25.614)
Serviços	(14.708)	(4.286)	(31.374)	(8.680)
Consultoria, auditoria e honorários	(3.933)	(3.145)	(4.866)	(3.741)
Materiais	(11.690)	(11.490)	(14.876)	(20.163)
Aquisição, processamento e transporte do gás	(7.529)	-	(88.579)	-
Aluguéis	(4.215)	(2.288)	(8.839)	(4.733)
Eletricidade	(9.153)	(7.727)	(19.048)	(12.195)
Depleção, depreciação e amortização	(15.328)	(17.821)	(64.959)	(56.284)
Depreciação de direito de uso	(2.706)	(1.577)	(4.973)	(4.768)
Custo com campos não operados	-	-	(3.722)	(5.377)
Royalties	(16.804)	-	(63.158)	(20.579)
Pagamento baseado em ações e custos associados	(4.164)	-	(4.164)	-
Licenciamento ambiental	(34)	(1)	(1.433)	(3.887)
Outras	9.360	2.400	(641)	(9.187)
Total	(97.192)	(62.465)	(358.669)	(175.208)
Custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos	(98.321)	(53.589)	(333.865)	(153.098)
Gerais e administrativas	(7.320)	(9.566)	(21.788)	(11.283)
Outras receitas (despesas) líquidas	8.449	690	(3.016)	(10.827)
Total	(97.192)	(62.465)	(358.669)	(175.208)

19. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
Receitas financeiras:				
Juros e rendimentos, líquidos	3.352	5.865	4.277	15.528
Juros de contrato de mútuo	-	97	-	-
Outras	11	3	10	15
Total	3.363	5.965	4.287	15.543
Variação cambial:				
Valores a pagar por aquisições	4.227	-	186.285	-
Empréstimos e Financiamentos	-	-	106.360	-
Fundo cambial	-	-	887	32
Outras	219	-	375	-
Total	4.446	-	293.907	32
Total receitas financeiras	7.809	5.965	298.194	15.575

<u>Despesas financeiras:</u>				
Juros sobre abandono de poços	(1.143)	(480)	(2.698)	(2.065)
IR sobre transações estrangeiras	(693)	-	(3.070)	-
Amortização custo de captação	-	-	(2.423)	(3.338)
Juros com empréstimos	(358)	(335)	(13.909)	(15.698)
Juros com arrendamento mercantil	(214)	(265)	(394)	(840)
Despesas bancárias e outras	(394)	(492)	(688)	(1.001)
Perdas com aplicações financeiras	-	(119)	-	(119)
Total	(2.802)	(1.691)	(23.182)	(23.061)
<u>Variação cambial:</u>				
Fundo cambial	(71.902)	-	(86.553)	-
Empréstimos e Financiamentos	-	(2.193)	-	(87.299)
Outras	(1.214)	(759)	(2.604)	-
Total	(73.116)	(2.952)	(89.157)	(87.299)
Total despesas financeiras	(75.918)	(4.643)	(112.339)	(110.360)
Total	(68.109)	1.322	185.855	(94.785)

20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

20.1 Gestão de risco de capital

A Companhia e suas controladas administram seu capital, para assegurar que suas operações e as de suas controladas possam continuar com suas atividades normais. A política da Administração é manter uma sólida base de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e manter o desenvolvimento futuro do negócio.

A Administração monitora o retorno sobre o capital aplicado considerando os resultados das atividades econômicas do seu segmento operacional. Historicamente a Companhia financiou suas operações com capital próprio, e possuía baixo endividamento com terceiros, não vinculados à Companhia. Em 2021 a Companhia abriu seu capital para captação de recursos. Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a um leasing financeiro, um financiamento direcionado à inovação com a Finep e empréstimos bancários na controlada Potiguar.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo patrimônio líquido da mesma (que inclui capital, reservas, reserva de lucros, conforme apresentado na nota explicativa nº 14) e endividamentos bancários e com a Finep.

A Companhia não está sujeita a nenhum requerimento externo sobre o capital.

A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

20.2 Categoria de instrumentos financeiros e hierarquia do valor justo

A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados

inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (“*non performance risk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de “*input*” significativo para sua mensuração.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Ativos financeiros					
<u>Custo amortizado:</u>					
Caixa e equivalentes de caixa	3	103.981	172.288	156.467	217.159
Aplicações financeiras	3	434.125	531.863	589.182	655.644
Contas a receber de clientes	4	65.198	34.398	452.538	169.847
Dividendos a receber	5	4.015	4.015	-	-
Depósitos judiciais		2.839	2.445	2.839	2.445
<u>Passivos financeiros</u>					
<u>Custo amortizado:</u>					
Fornecedores	7	64.560	58.200	153.583	98.708
Empréstimos e financiamentos	8	1.210	1.211	578.841	281.762
Dividendos a pagar	14	40.566	40.566	40.566	40.566
Valores a pagar de arrendamentos		5.746	7.063	11.364	10.486
Valores a pagar por aquisições	10	23.865	27.903	675.501	788.706
<u>Valor justo através do resultado abrangente (i)</u>					
Instrumentos financeiros derivativos	13	23.865	27.903	1.365.519	1.598.437
<u>Valor justo através do resultado (i)</u>					
Valores a pagar por aquisições	10	-	-	404.214	474.343

- (i) Nível 2 - Os “inputs” são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os “inputs” do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou “inputs” que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.

20.3 Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia e suas controladas apresentam exposição aos seguintes riscos advindos do uso de instrumentos financeiros: risco de crédito, risco de liquidez e risco de mercado.

Essa nota apresenta informações sobre a exposição da Companhia a cada um dos riscos supramencionados, os objetivos da Companhia, políticas e processos para a mensuração e gerenciamento de risco, e o gerenciamento de capital da Companhia. Divulgações quantitativas adicionais são incluídas ao longo dessas demonstrações financeiras e também, dessa nota explicativa.

Estrutura do gerenciamento de risco

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos enfrentados pela Companhia, para definir limites e controles de riscos apropriados, e para monitorar riscos e aderência aos limites.

As políticas e sistemas de gerenciamento de riscos são revisados frequentemente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia.

A Companhia, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os colaboradores entendem os seus papéis e obrigações.

A Companhia não opera instrumentos financeiros derivativos com fins especulativos, todos derivativos contratados têm como objetivo mitigar os riscos oriundos das exposições da Companhia em suas atividades.

Os principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta na condução das suas atividades são:

Risco de crédito

O risco de crédito refere-se ao risco de uma contraparte não cumprir com suas obrigações contratuais, levando a Companhia a incorrer em perdas financeiras.

a) Caixa e equivalentes

Os depósitos bancários e investimentos são efetuados em instituições financeiras de primeira linha.

A Companhia mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras em instituições financeiras, de acordo com as estratégias previamente aprovada pela Administração. Estas operações são realizadas com os Bancos do Brasil S.A., Banco Itaú S.A., Banco Opportunity, Banco Santander S.A., Banco Safra S.A., Caixa Econômica Federal, Banco XP e Banco Bradesco S.A.

b) Contas a receber

O risco surge da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes, conforme detalhado na nota explicativa nº 4.

Desde janeiro de 2022, a Companhia e suas controladas Recôncavo E&P S.A., Potiguar E&P S.A. e SPE Miranga passaram a ser capazes de agregar novos players a sua base de clientes. O Novo Mercado do Gás possibilitou o acesso de produtores a Unidades de Tratamento de Gás (UPGN's) e, conseqüentemente, a possibilidade da venda do gás natural e seus derivados a um pool mais amplo de empresas.

Para a venda de petróleo, a Companhia continua vinculada exclusivamente à Petrobras.

Risco de liquidez

O risco de liquidez representa a possibilidade de descasamento entre os vencimentos de ativos e passivos, o que pode resultar em incapacidade de cumprir com as obrigações nos prazos estabelecidos.

A política geral da Companhia é manter níveis de liquidez adequados para garantir que possa cumprir com as obrigações presentes e futuras e aproveitar oportunidades comerciais à medida que surgirem.

A Administração julga que a Companhia tem risco baixo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa e sua estrutura de capital com moderada participação de capital de terceiros. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo reservas que julgue adequadas, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos e dos instrumentos financeiros, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2022	2023	2024	2025	Total
Empréstimos e financiamentos (a)	221.392	528.690	136.669	-	886.751
Instrumentos financeiros derivativos	322.440	312.315	122.367	-	757.122
Valores a pagar por aquisições	315.423	315.423	315.423	150.856	1.097.125

(a) Fluxo projetado considerando a taxa referencial do contrato futura de acordo com os contratos futuros negociados na B3.

Risco de mercado

Risco de taxa de câmbio

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, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o valor desembolsado foi de US\$195.428.

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 e US\$165.100.

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

Análise de sensibilidade - moeda estrangeira:

31/03/2022	Controladora					
	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do US\$	5,3748	434.125	492.492	325.593	217.062
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Baixa do US\$	5,3748	23.865	27.074	17.898	11.932
Efeito líquido no resultado				55.158	(102.565)	(205.130)

31/03/2022	Consolidado					
	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,3748	589.182	668.398	736.479	883.775
Passivo						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,3748	1.079.715	1.224.883	1.349.645	1.619.574
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,3748	577.631	655.293	722.039	866.447
Efeito líquido 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.

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

Risco de taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade de a Companhia 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.

Em 31/03/2022- Saldos	Controladora					
	Risco	Taxa (a)	Cenário Contábil	Cenário Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	13,00%	103.981	117.499	113.066	110.038
Efeito no resultado				1.404	(3.028)	(6.057)

Em 31/03/2022 – Saldos	Consolidado					
	Risco	Taxa (a)	Cenário Contábil	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	13,00%	156.467	176.808	170.138	165.581
Efeito no resultado				2.113	(4.557)	(9.114)
Passivo						
Empréstimos e financiamentos	Alta da Libor	1,239%	577.631	577.850	578.815	579.999
Efeito no resultado				(219)	(1.184)	(2.368)

(a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas da B3 e da ICE.

Para o CDI, utilizamos como referência o contrato futuro do CDI para março de 2023, enquanto para a Libor, utilizamos a taxa de fechamento de 27 de abril de 2022.

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

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.

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, US\$59,29/bbl).

	Risco	Preço (a)	Consolidado			
			Cenário Contábil	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
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.

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

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto no final do exercício findo em 31 de março de 2022, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de “hedge”. Os contratos a termo de commodity estão apresentados na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos” no balanço patrimonial (para maiores informações, ver nota explicativa nº 13):

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médio do exercício	Quantidade	Valor justo dos instrumentos de "hedge"
	31/03/2022	31/03/2022	31/03/2022
	US\$/barril	Em barris	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)

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médio do exercício	Quantidade	Valor justo dos instrumentos de "hedge"
	31/03/2021	31/03/2021	31/03/2021
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	58,87	453.340	(10.540)
De 3 a 6 meses	58,52	527.860	(9.361)
De 6 a 12 meses	57,24	1.067.760	(15.062)
De 1 a 2 anos	53,28	1.876.247	(45.030)
De 2 a 3 anos	49,70	1.280.000	(42.333)

21. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia mantém política de monitoramento dos riscos inerente às suas operações. Em 31 de março de 2022 a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil e outros.

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

22. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

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

As informações reportadas a Administração da Companhia (principal tomador de decisões operacionais) para alocar recursos e avaliar o desempenho são revistos mensalmente através dos relatórios gerenciais de resultado que apresentam as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia

investimentos, gastos, produção, outros indicadores operacionais e toma suas decisões com base nas informações consolidadas de todas as empresas do grupo.

23. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA

Durante o período de três meses findo em 31 de março de 2022 e de 2021, a Companhia realizou as seguintes transações que não envolveram caixa, portanto estas não estão refletidas nas demonstrações de fluxos de caixas.

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/03/2021	31/03/2022	31/03/2021
Conversão de mútuos em AFAC	-	29.150	-	-
Adições por novos contratos IFRS 16	3.583	359	9.931	2.568
Total	3.583	29.509	9.931	2.568

24. EVENTOS SUBSEQUENTES

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 n.º 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 n.º 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 n.º 10, 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.

Polo Bahia Terra – Selected Biding Offeror

A Petrobras informou, em relação ao processo de desinvestimento do Polo Bahia Terra, que a Companhia é a “Selected Binding Offeror”. Em seguida, será 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 esclarece que apresentou a oferta em conjunto com a Eneva S.A. (“Eneva”), na forma de um consórcio com participação de 60% (sessenta por cento) da PetroReconcavo e 40% (quarenta por cento) da Eneva, 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 Administrativo de Defesa Econômica – CADE e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, dentre outros fatores.
