

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.

### Destaques 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



**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 <sup>1</sup>                           | 57,1%     | -5,2%     | 62,4p.p. | 25,3%     | 31,8p.p. |
| EBITDA <sup>2</sup>                                   | 414.739   | 131.632   | 215,1%   | 137.221   | 202,2%   |
| Margem de EBITDA <sup>3</sup>                         | 59,0%     | 53,6%     | 5,4p.p.  | 48,1%     | 10,9p.p. |
| EBITDA ajustado pelo Hedge <sup>4</sup>               | 499.969   | 128.092   | 290,3%   | 207.160   | 141,3%   |
| Margem EBITDA Ajustado <sup>5</sup>                   | 71,1%     | 52,1%     | 19,0p.p. | 58,3%     | 12,8p.p. |
| Dívida Líquida <sup>6</sup>                           | 912.907   | 812.787   | 12,3%    | 1.131.537 | -19,3%   |
| Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses <sup>7</sup>  | 1,12 x    | 1,62 x    | -31,2%   | 2,12 x    | -47,4%   |
| Produção média bruta (boe por dia) <sup>8</sup>       | 19.455    | 11.597    | 67,8%    | 13.641    | 42,6%    |
| Produção bruta (em boe) <sup>8</sup>                  | 1.750.950 | 1.043.724 | 67,8%    | 1.255.047 | 39,5%    |
| Custo médio de produção por boe em R\$ <sup>9</sup>   | R\$ 64,08 | R\$ 68,47 | -6,4%    | R\$ 75,34 | -14,9%   |
| Taxa média de câmbio R\$/US\$ média <sup>10</sup>     | R\$ 5,23  | R\$ 5,47  | -4,4%    | R\$ 5,58  | -6,2%    |
| Custo médio de produção por boe em US\$ <sup>11</sup> | \$12,25   | \$12,51   | -2,1%    | \$13,50   | -9,3%    |
| Preço médio à vista do Petróleo Brent <sup>12</sup>   | \$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 dividida pelo EBITDA acumulado dos últimos doze meses em cada período. A Dívida líquida/EBITDA não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/EBITDA não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia.

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

(9) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os 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.

(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.



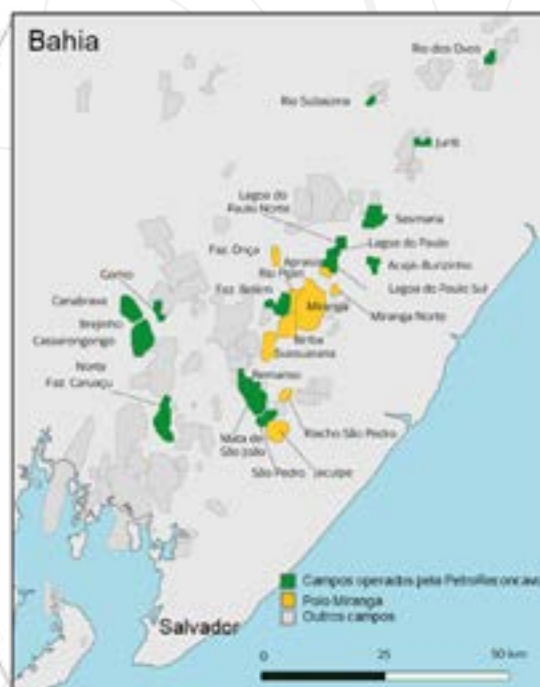
Índice



## 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

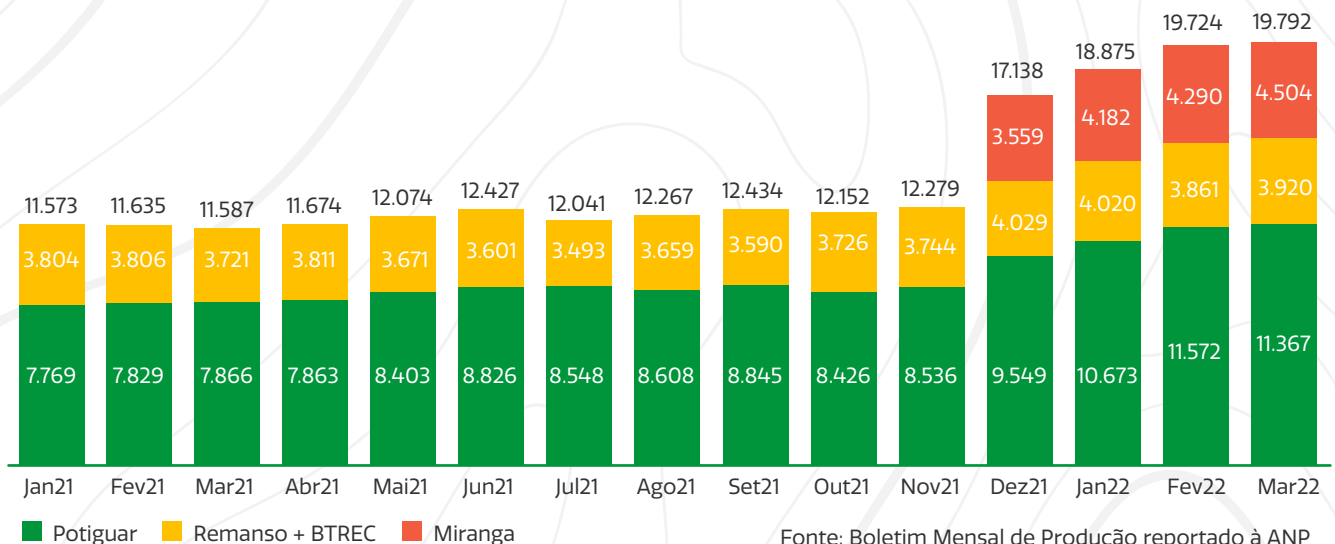
## Desempenho Operacional

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%        |
| <b>Produção bruta diária</b> | <b>19.455</b> | <b>11.597</b> | <b>68%</b> | <b>13.641</b> | <b>43%</b> |

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

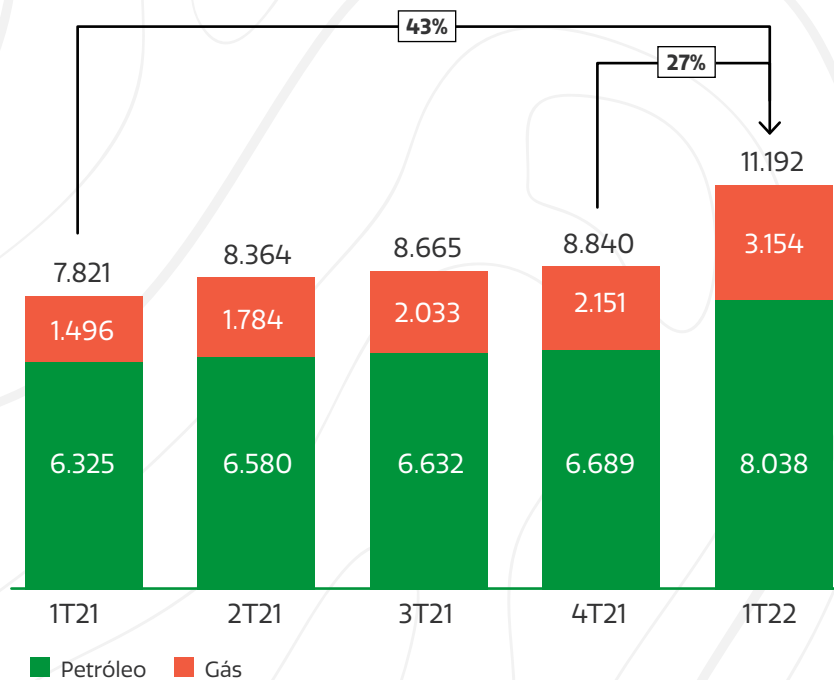




### Ativo Potiguar

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





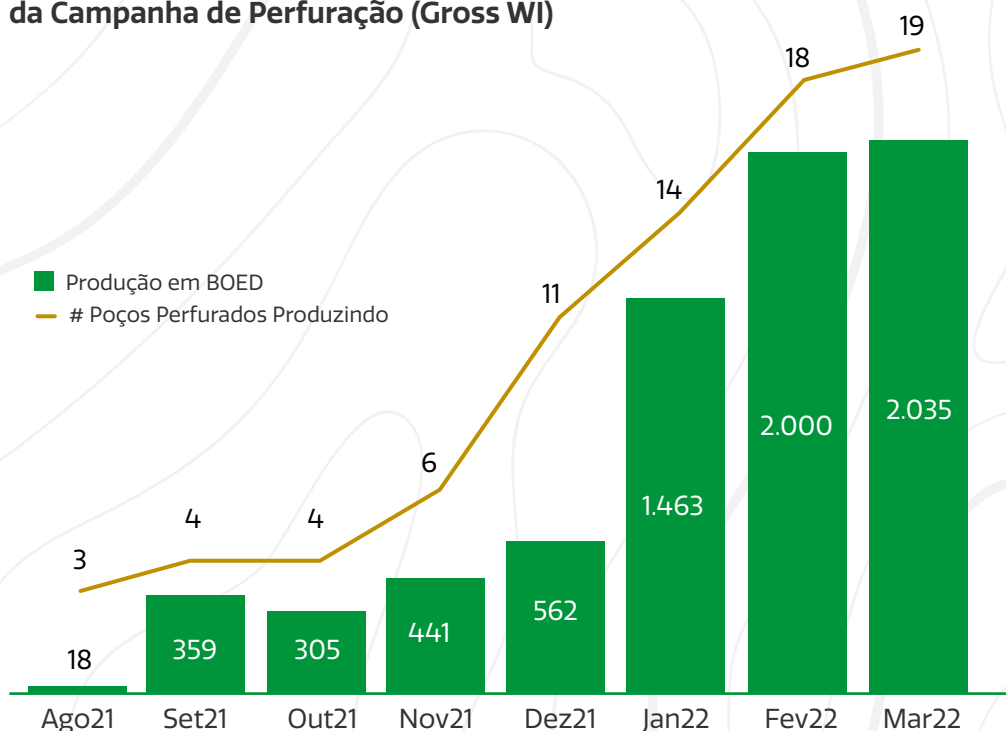
O gradativo incremento na produção de gás natural está alinhado à melhora nas condições de comercialização reportadas para monetização dos derivados do processamento na UPGN Guimarães e um posicionamento de pioneirismo e liderança no novo mercado do gás.

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

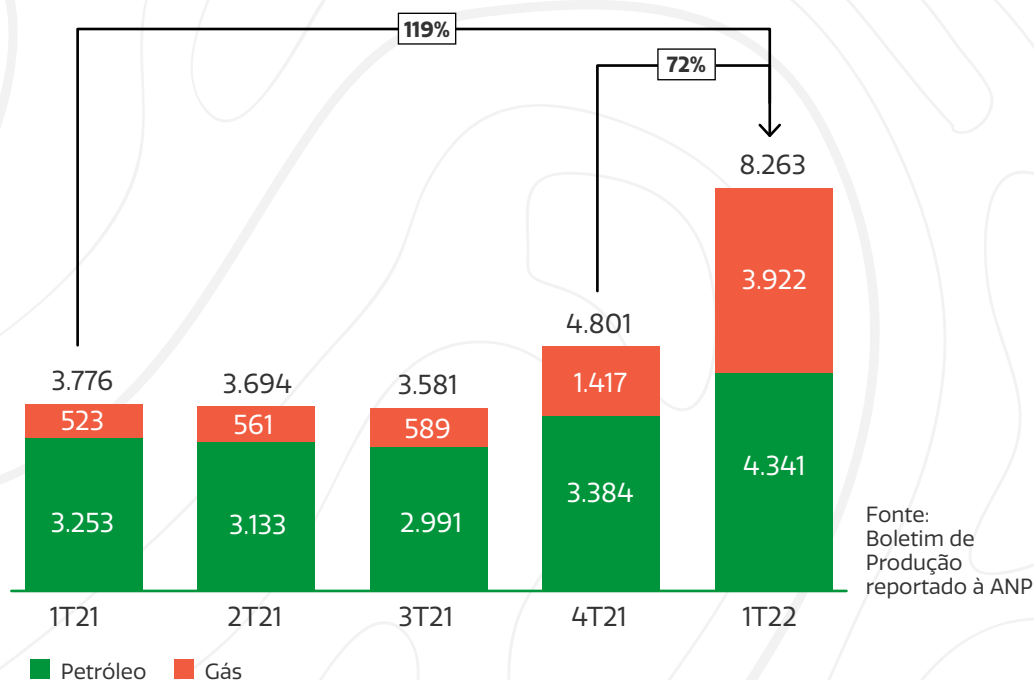




### Ativo Bahia

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)



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.

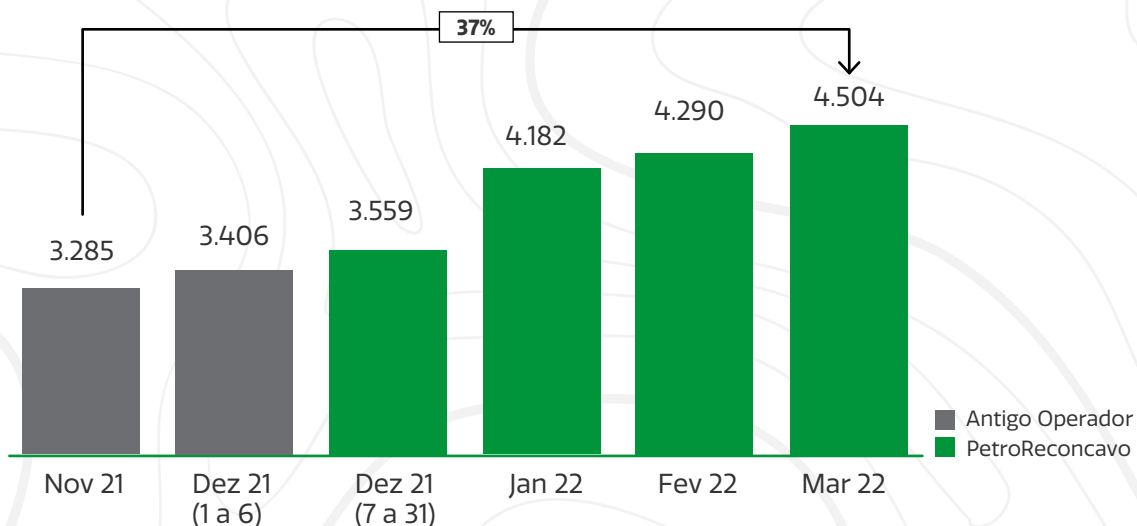


Índice





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



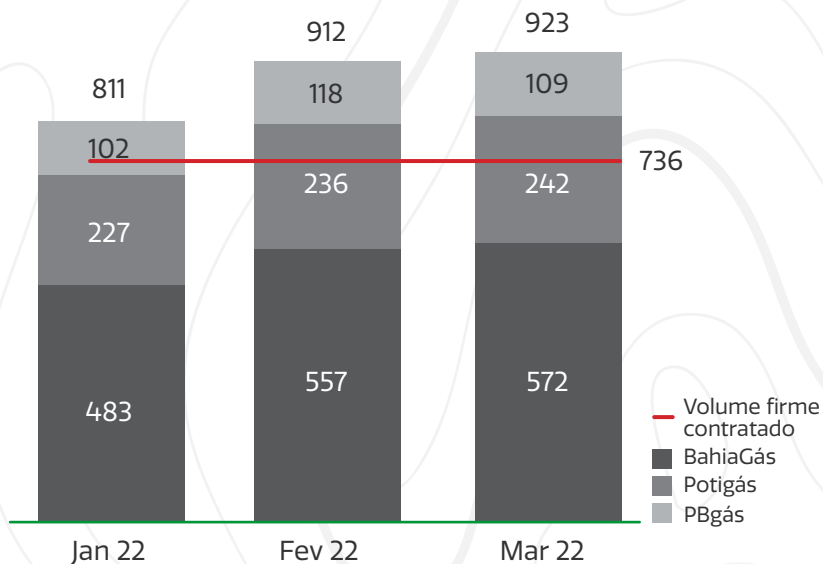
### Novo Mercado de Gás Natural

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 Mm<sup>3</sup> 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 GPL 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.

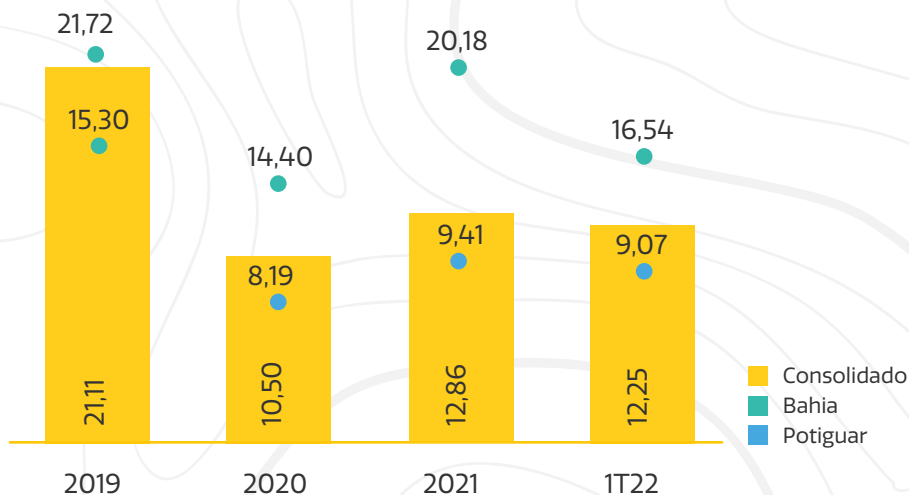


Índice





### 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%        |
| <b>EBITDA</b>                       | <b>414.739</b> | <b>131.632</b>  | <b>215,1%</b> | <b>137.222</b> | <b>202,2%</b> |
| Depreciação, amortização e depleção | (69.932)       | (61.052)        | 14,5%         | (43.107)       | 62,2%         |
| <b>Lucro Operacional</b>            | <b>344.807</b> | <b>70.580</b>   | <b>388,5%</b> | <b>94.115</b>  | <b>266,4%</b> |
| 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%        |
| <b>Resultado líquido</b>            | <b>401.838</b> | <b>(12.890)</b> | <b>n.m.</b>   | <b>72.297</b>  | <b>455,8%</b> |

### 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%            |
|-------------------------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| <b>Ativo Bahia</b>                        | <b>424.791</b> | <b>82.877</b>  | <b>412,6%</b> | <b>124.274</b> | <b>241,8%</b> |
| 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.          |
| <b>Ativo Potiguar</b>                     | <b>536.504</b> | <b>218.362</b> | <b>145,7%</b> | <b>322.021</b> | <b>66,6%</b>  |
| 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%         |
| <b>Receita Bruta</b>                      | <b>876.065</b> | <b>304.779</b> | <b>187,4%</b> | <b>376.356</b> | <b>132,8%</b> |
| Impostos sobre Receita                    | (172.589)      | (58.990)       | 192,6%        | (90.994)       | 89,7%         |
| <b>Receita Líquida</b>                    | <b>703.476</b> | <b>245.788</b> | <b>186,2%</b> | <b>285.362</b> | <b>146,5%</b> |



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.

| <b>Custos e Despesas</b> (em milhares de R\$) |                |               |               |                |              |
|-----------------------------------------------|----------------|---------------|---------------|----------------|--------------|
|                                               | <b>1T22</b>    | <b>1T21</b>   | <b>Δ%</b>     | <b>4T21</b>    | <b>Δ%</b>    |
| 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%       |
| <b>Total</b>                                  | <b>225.579</b> | <b>93.577</b> | <b>141,1%</b> | <b>119.644</b> | <b>88,5%</b> |

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.            |
| <b>Resultado financeiro, líquido</b>                  | <b>185.855</b> | <b>(94.785)</b> | <b>n.m.</b> | <b>1.266</b> | <b>14580,5%</b> |

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%        |
| <b>Imposto de renda e contribuição social</b> | <b>(128.824)</b> | <b>11.315</b> | <b>n.m.</b> | <b>(23.084)</b> | <b>458,1%</b> |

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%        |
| <b>Caixa gerado pelas atividades operacionais</b>              | <b>233.574</b>   | <b>137.658</b>   | <b>69,7%</b>   | <b>246.292</b>   | <b>-5,2%</b>  |
| 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%       |
| <b>Caixa aplicado nas atividades de investimento</b>           | <b>(234.502)</b> | <b>(123.780)</b> | <b>89,5%</b>   | <b>(344.978)</b> | <b>-32,0%</b> |
| 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.          |
| <b>Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento</b> | <b>(61.149)</b>  | <b>(694)</b>     | <b>8711,1%</b> | <b>(76.561)</b>  | <b>-20,1%</b> |
| Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa         | 1.385            | -                | n.m.           | -                | n.m.          |
| <b>Aumento (redução) do saldo de caixa</b>                     | <b>(60.692)</b>  | <b>13.184</b>    | <b>n.m.</b>    | <b>(175.247)</b> | <b>-65,4%</b> |



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.           |
| <b>Dívida bruta</b>                         | <b>1.658.556</b> | <b>2.004.340</b> | <b>-17,3%</b>  |
| Caixa e equivalentes de caixa               | 156.467          | 217.159          | -27,9%         |
| Aplicações financeiras                      | 589.182          | 655.644          | -10,1%         |
| <b>Dívida líquida</b>                       | <b>912.907</b>   | <b>1.131.537</b> | <b>-19,3%</b>  |
| EBITDA últimos 12 meses                     | <b>817.913</b>   | <b>534.806</b>   | <b>52,9%</b>   |
| <b>Dívida Líquida/ EBITDA últ. 12 meses</b> | <b>1,12 x</b>    | <b>2,12 x</b>    | <b>-1,00 x</b> |

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<br>contratos em aberto | Preço médio<br>do exercício<br>31/03/2022 | Quantidade<br>31/03/2022 | Valor justo dos<br>instrumentos de<br>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)                                               |
| <b>Total</b>                                 | <b>54,53</b>                              | <b>4.295.247</b>         | <b>(753.322)</b>                                       |

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          |
| <b>Provasdas (1P)</b>             | <b>73,1</b>                                                               | <b>301,4</b> | <b>123,4</b>  | <b>\$ 3.190,3</b> | <b>\$ 1.792,9</b> | <b>116,8</b>                                                                 | <b>\$ 1.468,4</b> | <b>\$ 802,4</b> | <b>6,6</b>           | <b>\$ 1.721,8</b> | <b>\$ 990,5</b>   |
| 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          |
| <b>Provasdas + Prováveis (2P)</b> | <b>94,9</b>                                                               | <b>365,7</b> | <b>155,9</b>  | <b>\$ 4.158,9</b> | <b>\$ 2.246,6</b> | <b>150,6</b>                                                                 | <b>\$ 1.962,7</b> | <b>\$ 995,9</b> | <b>5,3</b>           | <b>\$ 2.196,2</b> | <b>\$ 1.250,7</b> |

\* Os números de 2020 incluíam também os Recursos Contingentes (IP+IC 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

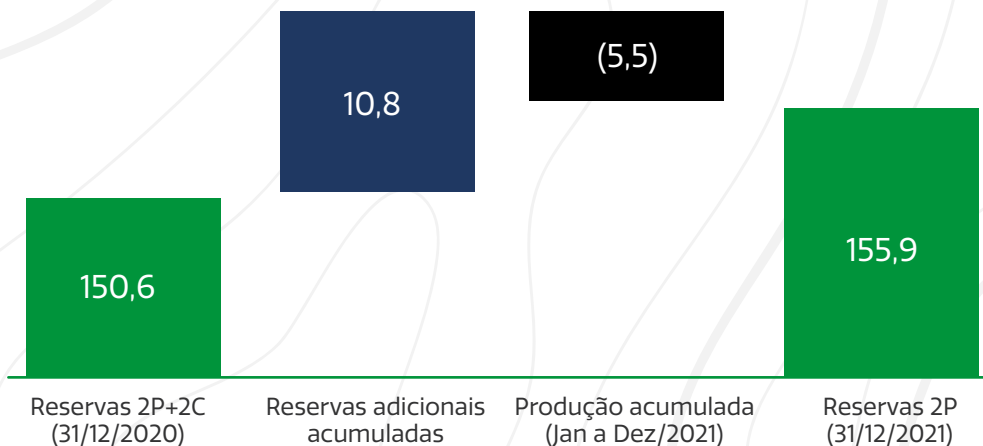


Considerando apenas as reservas brutas de óleo e gás de titularidade da Companhia (*Working Interest*) classificadas como 2P (provadas + prováveis), a Companhia teve um incremento de 5,3 MMBOE em reservas com relação ao último relatório com data de referência de 31 de dezembro de 2020.

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 consequentemente essa taxa.

#### Em milhões de barris de óleo equivalente



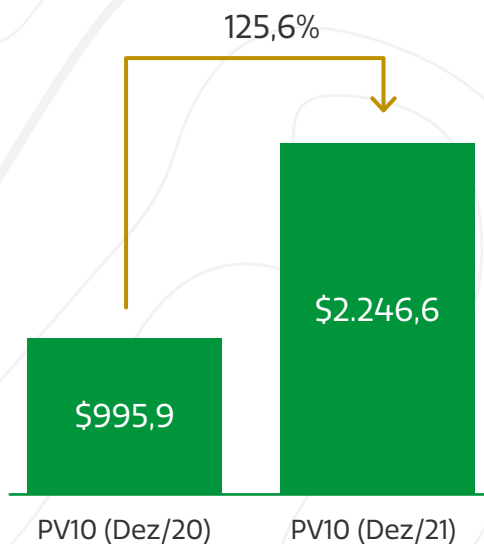
Índice



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 Provadas sobre as Provadas 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



"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\$)

| Controladora                     |      |            |            |            |            | Consolidado                                         |      | Controladora |            |            |            |  |  | Consolidado |  |
|----------------------------------|------|------------|------------|------------|------------|-----------------------------------------------------|------|--------------|------------|------------|------------|--|--|-------------|--|
| ATIVO                            | Nota | 31/03/2022 | 31/12/2021 | 31/03/2022 | 31/12/2021 | PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO                        | Nota | 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                               |      |              |            |            |            |  |  |             |  |
| Aplicações financeiras           | 3    | -          | -          | 74.829     | 69.989     | Total dos passivos circulantes                      |      | 2.069        | 2.220      | 30.912     | 30.588     |  |  |             |  |
| Impostos a recuperar             |      | 479        | 479        | 13.374     | 13.374     |                                                     |      | 184.776      | 165.360    | 1.450.945  | 1.244.530  |  |  |             |  |
| 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                                                                         |      | 62.181       | 46.337     | 233.574     | 137.658    |
| FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO                                                                              |      |              |            |             |            |
| Empréstimos para partes relacionadas                                                                                       |      | -            | (13.167)   | -           | -          |
| Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas (Aplicações) resgates de aplicações financeiras                 | 5    | (96.935)     | -          | -           | -          |
|                                                                                                                            |      | 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                                                                              |      | (128.235)    | (88.314)   | (234.502)   | (123.780)  |
| 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                                                                  |      | (2.253)      | 58.344     | (61.149)    | (694)      |
| Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa                                                                     |      |              |            |             |            |
|                                                                                                                            |      | -            | -          | 1.385       | -          |
| AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA                                                                |      | (68.307)     | 16.367     | (60.692)    | 13.184     |
| 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                                                                |      | (68.307)     | 16.367     | (60.692)    | 13.184     |

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.



Índice



voltar



[ri.petroreconcavo.com.br](http://ri.petroreconcavo.com.br)