

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Segundo Trimestre de 2022

Teleconferência de Resultados do 2T22

Quinta-feira, 11 de agosto de 2022

10h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Destaques de 2T22

Mensagem da Administração

- 01 [Portfólio de Ativos](#)
- 02 [Desempenho Operacional](#)
- 03 [Desempenho Financeiro Consolidado](#)
- 04 [Outros destaques do balanço](#)
- 05 [SSMS & ESG](#)



Mata de São João, 10 de agosto de 2022 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do segundo trimestre de 2022 (2T22). 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 2T22

- Receita Líquida de R\$ 691 milhões no 2T22 e um acumulado de R\$ 1.4 bilhões no 1S22, o que representa um aumento de 182% na comparação anual;
- EBITDA de R\$ 380 milhões no 2T22 e um acumulado de R\$ 795 milhões no 1S22, o que representa um aumento de 202% na comparação anual;
- Lucro líquido de R\$ 131 milhões no 2T22 e um acumulado de R\$ 533 milhões no 1S22, o que representa um aumento de 552% na comparação anual;
- Crescimento de 6% na produção total do 2T22 vs. 1T22 e de 69% na comparação anual acumulada do 1S22 vs. 1S21;
- 10 poços perfurados e 76 projetos de workover e completações realizados no trimestre;
- A Companhia obteve a prorrogação dos contratos de concessão dos Campos de Baixa do Algodão e Leste de Poço Xavier (até dezembro de 2036), Boa Esperança (até agosto de 2052), Fazenda Malaquias (até dezembro de 2034) e Lorena (até agosto de 2052), sendo que todas as prorrogações, à exceção da concessão Baixa do Algodão, também obtiveram aprovação para redução de royalties sobre a produção incremental.
- A Companhia firmou dois novos contratos para comercialização de sua produção de Gás Natural, dentre eles o primeiro contrato na modalidade interruptível.
- A Companhia concluiu com sucesso sua oferta pública subsequente de distribuição primária de ações ordinárias – follow on, com captação superior a R\$1 bilhão.
- Divulgação do primeiro relatório de Sustentabilidade de acordo com a metodologia da *Global Reporting Initiative* (GRI).



Índice



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

	2T22	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Receita Líquida	691.009	249.110	177%	1.394.485	494.898	182%
Lucro Líquido do período	131.031	94.566	39%	532.869	81.676	552%
Margem Líquida ¹	18,96%	37,96%	-19,00 p.p.	38,21%	16,50%	21,71 p.p.
EBITDA ²	379.871	131.354	189%	794.610	262.986	202%
Margem de EBITDA ³	54,97%	52,73%	2,24 p.p.	56,98%	53,14%	3,84 p.p.
EBITDA ajustado pelo Hedge ⁴	510.232	152.098	235%	1.010.201	280.190	261%
Margem EBITDA Ajustado ⁵	62,12%	56,36%	5,76 p.p.	62,74%	54,71%	8,03 p.p.
Dívida Líquida (Caixa Líquido) ⁶	6.355	(469.531)	n.m.	6.355	(469.531)	n.m.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses ⁷	0,01 x	-0,92 x	n.m.	0,01 x	-0,92 x	n.m.
Produção média bruta (boe por dia) ⁸	20.528	12.059	70%	19.994	11.829	69%
Produção bruta (em boe) ⁸	1.867.964	1.097.332	70%	3.618.914	2.141.060	69%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁹	R\$ 68,29	R\$ 67,22	2%	R\$ 66,40	R\$ 67,83	-2%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ ¹⁰	R\$ 4,92	R\$ 5,29	-7%	R\$ 5,08	R\$ 5,38	-6%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹¹	\$13,88	\$12,70	9%	\$13,08	\$12,60	4%
Preço médio à vista do Petróleo Brent ¹²	\$111,40	\$68,83	62%	\$106,40	\$64,86	64%

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 equivalem a 6.2897 barris 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



A photograph of an industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, at sunset. The scene is dominated by a complex network of pipes, valves, and structural steel. A large cylindrical tank is visible in the background. The sky is a vibrant orange and yellow, with the sun low on the horizon, creating a strong backlighting effect. In the foreground, a worker wearing a hard hat is partially visible, looking towards the equipment. The overall atmosphere is industrial and dramatic.

Mensagem da Administração



Índice





Seguimos trabalhando como iniciamos o ano de 2022, focados na execução de nosso plano de negócios, visando desenvolver nossas reservas e capturar valor em um cenário construtivo de preços. Mais uma vez entregamos resultados trimestrais que demonstram a mudança de patamar pela qual a Companhia vem passando desde 2020 e que segue consolidando. Os números do segundo trimestre de 2022 refletem o desenvolvimento orgânico de nossa produção e o nosso posicionamento no novo mercado do gás natural.

Como consequência, registramos um crescimento de 182% em nossa receita líquida acumulada no primeiro semestre de 2022, comparada ao mesmo período de 2021, com um EBTIDA acumulado de R\$ 795 milhões e um lucro líquido de R\$ 533 milhões. A produção média diária superou a marca de 20 mil barris de óleo equivalente no trimestre e a produção de junho atingiu 21.415 barris de óleo equivalente (BOED), um indicativo que estamos no caminho certo, sempre com disciplina na alocação de capital.

No trimestre, ampliamos a entrega de nosso gás natural processado a três importantes Companhias Distribuidoras de Gás no Nordeste brasileiro, sendo que fomos capazes de comercializar volumes substancialmente maiores do que originalmente previsto nos contratos assinados. Também ampliamos nossa base de clientes, comunicando ao mercado a assinatura do contrato com a Companhia de Gás do Ceará – Cegás. Além disso, assinamos os nossos primeiros contratos para a venda de gás na modalidade interruptível como parte de nossa estratégia de maior flexibilidade e maximização da monetização de nossa produção.

Obtivemos, junto à ANP, a aprovação de cinco pedidos de extensão de concessões e redução de royalties sobre a produção incremental no Ativo Potiguar com prazos que vão de 2034 a 2052, e alinhado ao nosso plano de investimento para os Ativos que já operamos, tivemos a autorização do Conselho de Administração para ampliar nossa frota de Sondas próprias com duas Sondas de Perfuração e quatro Sondas de Workover.

Durante nossa participação no evento Mossoró Oil & Gas, realizado em 7 de julho, a Companhia assinou um Memorando de Entendimentos (MOU) com a 3R Petroleum S.A. manifestando a intenção de ambas as empresas de coordenar esforços e iniciativas visando otimizar seus ativos, avaliando as interfaces operacionais, logísticas e comerciais, e podendo buscar soluções integradas para escoamento, processamento, operação e comercialização.



Índice





O segundo trimestre de 2022 também marcou a história da Companhia, com seu primeiro *follow-on*. Com uma captação que superou R\$1 bilhão de reais, os recursos reforçam o caixa da Companhia e serão destinados a financiamento de potenciais aquisições de ativos que possam contribuir para a expansão da Companhia.

Sobre o Polo Bahia Terra, a Companhia, em consórcio com a Eneva, foi declarada Selected Binding Offeror pela Petrobras, para a aquisição do Ativo. As negociações, no entanto, se encontram suspensas em cumprimento à decisão liminar proferida pelo Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro. A Companhia, na qualidade de terceiro prejudicado e Assistente Litisconsorcial da Ré (Petrobras), segue diligenciando e acompanhando a evolução do processo, buscando uma resolução rápida.

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 recursos e absoluta transparência na comunicação. Seguimos 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 localizados em duas bacias sedimentares:

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

Polo Remanso + BTREC (17 concessões)

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 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, podendo ter seus prazos estendidos mediante solicitação de extensão.

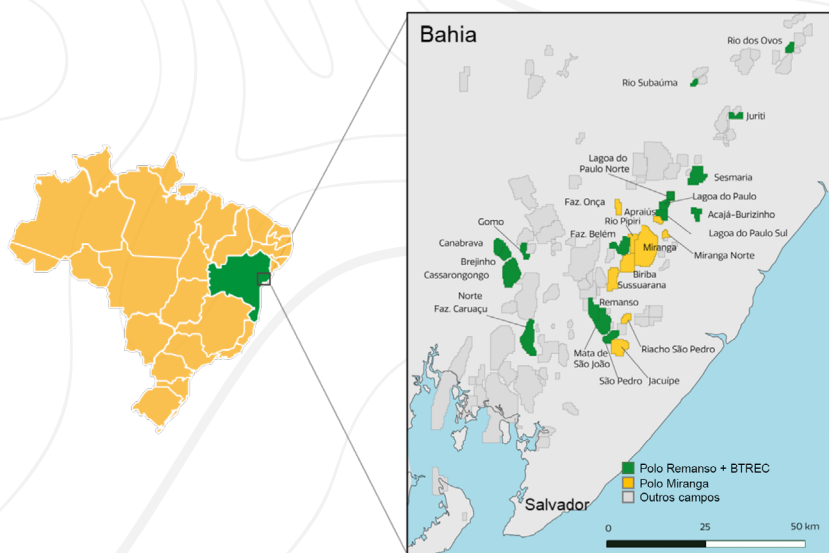


Índice



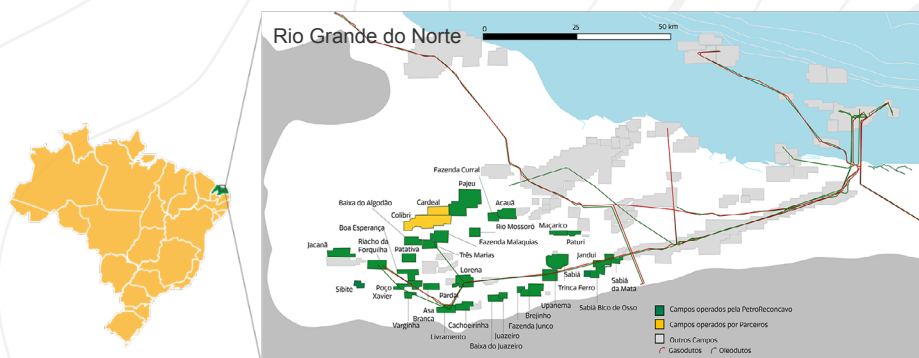
O Polo Miranga contempla 9 campos terrestres (*onshore*), adquiridos pela Companhia, através da sua subsidiária SPE Miranga, em 6 de dezembro de 2021.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo nos Polos Remanso + BTREC e Polo Miranga:



Adquirido através da sua subsidiária Potiguar E&P em 9 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, uma é operada pela Mandacaru Energia e um bloco exploratório POT-T-702, arrematado no 2º Ciclo da Oferta Permanente.

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.



Nota:

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

No segundo trimestre, a controlada Potiguar E&P celebrou com a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) aditivos aos Contratos de Concessão de 4 Campos.

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 gera desembolsos, decorrentes da cláusula de pagamentos contingentes, previstos no Contrato de Compra e Venda do Polo Riacho da Forquilha, celebrado em 2019, que totalizaram R\$ 37,2 milhões no trimestre – conforme tabela abaixo.

Como evento subsequente foi aprovada a extensão da Concessão de Lorena e o desembolso associado à esta extensão ainda não foi efetivado, podendo sofrer alterações decorrentes da variação cambial.

Além disso, foi aprovada redução da alíquota de *royalties* para 5%, a ser aplicada sobre a produção incremental, decorrente da implementação dos projetos de desenvolvimento aprovados em Plano de Desenvolvimento (PD), para 4 concessões. Para os níveis de produção até a curva de referência serão mantidas as alíquotas de *royalties* até então praticadas.

Campo	Data de Aprovação	Termo aditivo de extensão contratual	Novo Prazo Contratual	Redução de royalties	Valor Desembolsado*
Baixa do Algodão	6-06-22	✓	31-12-36	✗	R\$ 3,7 milhões
Boa Esperança	25-05-22	✓	5-08-52	✓	R\$9,2 milhões
Fazenda Malaquias	6-06-22	✓	31-12-34	✓	R\$ 18,7 milhões
Leste de Poço Xavier	25-05-22	✓	31-12-36	✓	R\$ 5,5 milhões
Lorena	26-07-22	✓	5-08-52	✓	~R\$47,4 milhões*

*O desembolso associado a extensão da concessão de Lorena ainda não foi efetivado e pode sofrer alterações decorrentes da variação cambial.



Índice



02

Desempenho Operacional

A Companhia fechou o segundo trimestre de 2022 com uma produção média de 20.528 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), um aumento de 70% na comparação com o mesmo período do ano anterior e 6% na comparação trimestral. Destaque para o crescimento orgânico de 37% na comparação anual na produção do Ativo Potiguar e de 147% na produção do Ativo Bahia, já contabilizando a produção do Polo Miranga, adquirido e operado a partir de 7 de dezembro de 2021.

No segundo trimestre, a produção média de gás natural em barris de óleo equivalente atingiu 39% de participação sobre a produção total, registrando incremento de 20p.p. frente ao mesmo período do ano anterior.

Média de Produção Bruta Working Interest Diária (em barris de óleo equivalente por dia – BOED)									
		2T22	1T22	Δ%	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Ativo Bahia	Óleo	4.391	4.341	1%	3.133	40%	4.366	3.193	37%
	Gás	4.715	3.922	20%	561	740%	4.321	542	697%
	Subtotal	9.106	8.263	10%	3.694	147%	8.687	3.735	133%
Ativo Potiguar	Óleo	8.055	8.038	0%	6.580	22%	8.047	6.453	25%
	Gás	3.367	3.154	7%	1.784	89%	3.261	1.641	99%
	Subtotal	11.422	11.192	2%	8.364	37%	11.308	8.094	40%
Total	Óleo	12.446	12.379	1%	9.714	28%	12.413	9.646	29%
	Gás	8.082	7.076	14%	2.345	245%	7.582	2.183	247%
		20.528	19.455	6%	12.059	70%	19.994	11.829	69%

Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP

No último mês do segundo trimestre a Companhia registrou produção média diária de 21.415 barris de óleo equivalente ("BOED"), com destaque para a produção do Polo Miranga que atingiu 5.915 BOED, 80% de aumento desde que passou a ser operado pela Companhia.

A produção média no ano de 2022 em barris de óleo equivalente por dia já supera a média 2P esperada para o ano de 2022 no Relatório de Certificação de Reservas com data base de 31 de dezembro de 2021.



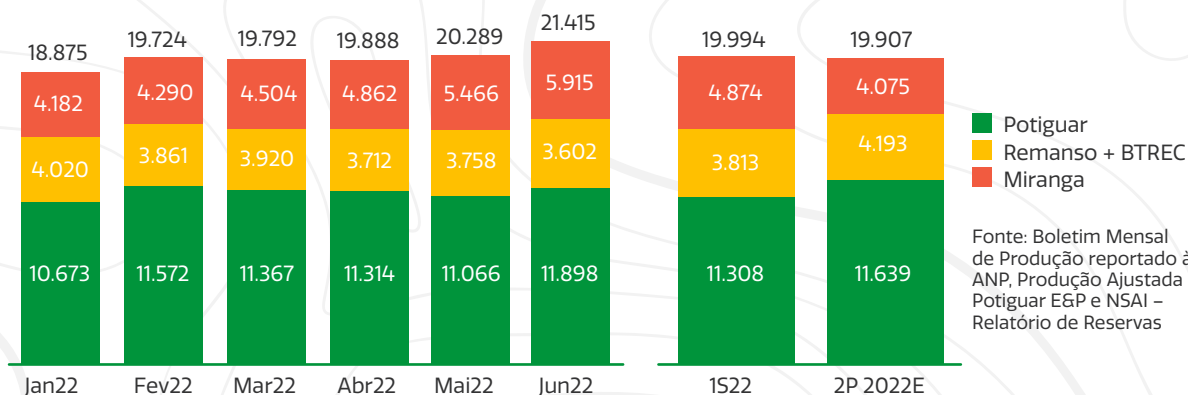
Índice





Produção por Polo

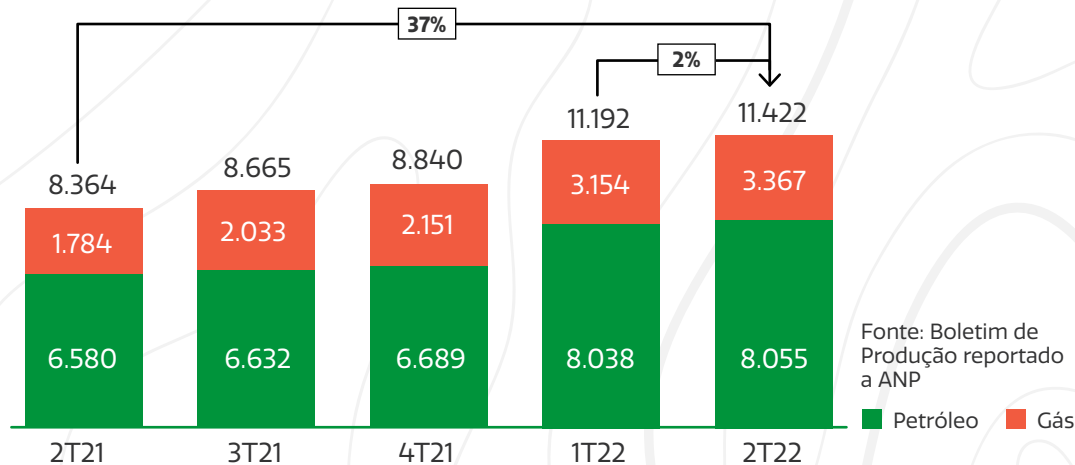
Produção média *working interest* em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Ativo Potiguar

No segundo trimestre de 2022, a produção média do Ativo Potiguar alcançou 11.422 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), com crescimento de 2% em comparação ao trimestre anterior. 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



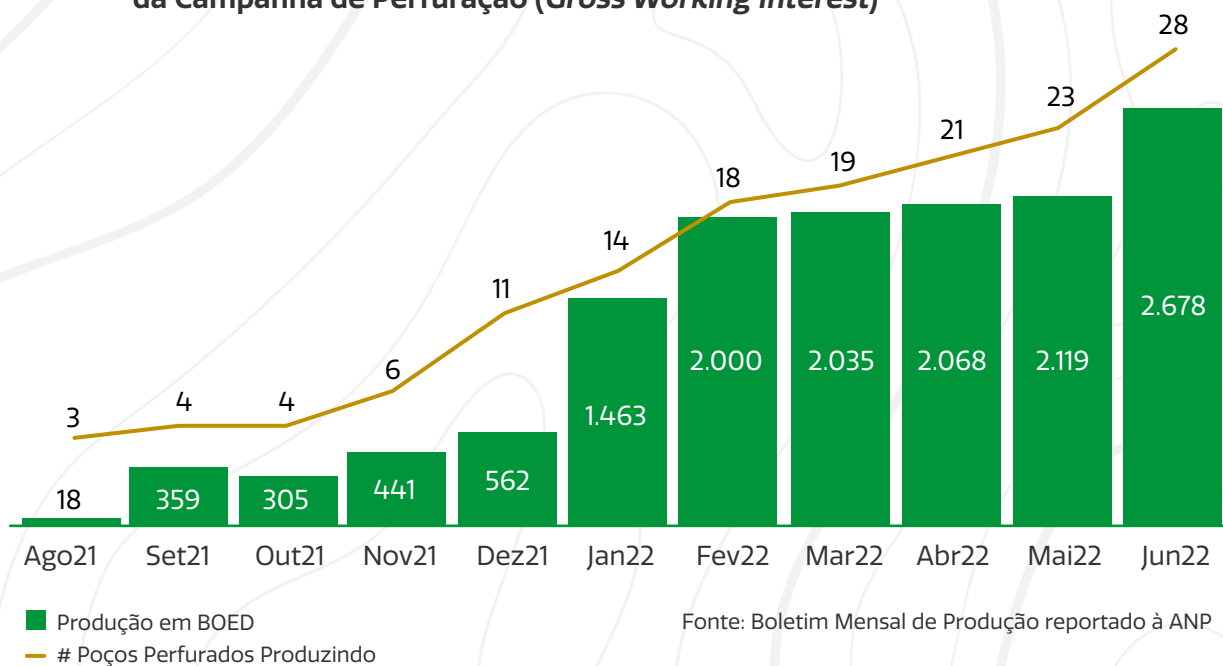


O gradativo incremento na produção de gás natural é resultado dos investimentos realizados nas perfurações, intervenções de *workover* e melhorias nas infraestruturas de escoamento, tratamento e compressão. Estes investimentos estão alinhados à melhora nas condições de comercialização dos derivados de gás natural e um posicionamento da Companhia que busca pioneirismo e liderança no Novo Mercado de Gás.

No segundo trimestre de 2022, a Companhia manteve uma média de 4,5 Sondas Ativas de *workover* alocadas neste ativo, tendo realizado 40 projetos de *workover* e completações. No mesmo período a Sonda de Perfuração concluiu a perfuração de 10 novos poços, dos quais sete já tiveram sua completação concluída e refletiram resultados de produção no mês de junho. Dois outros poços perfurados no primeiro trimestre tiveram sua completação concluída no período. O gráfico abaixo demonstra o efeito das perfurações realizadas pela PetroReconcavo nos resultados de produção do Ativo Potiguar, desde o início da Campanha em agosto de 2021.

Um total acumulado de 28 poços foram perfurados e completados até

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



Índice

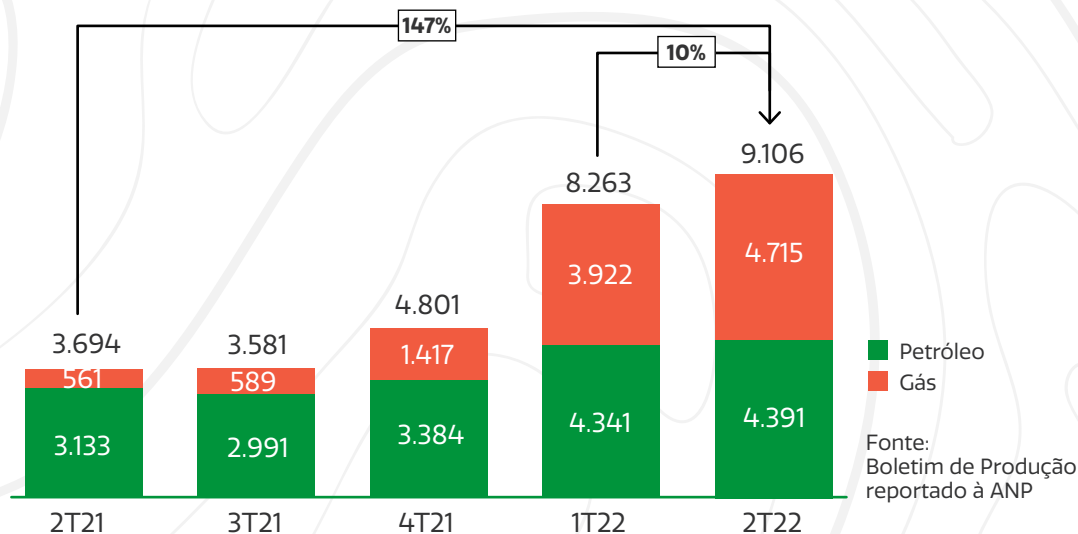




Ativo Bahia

No segundo trimestre de 2022, a produção do Ativo Bahia apresentou um aumento de 147%, quando comparada ao mesmo período de 2021 – 40% na produção de óleo e 740% de crescimento na produção de gás natural, já com a inclusão da produção do Polo Miranga a partir da conclusão da aquisição em 7 de dezembro de 2021. O segundo trimestre de 2022 apresentou ainda um crescimento de 10%, quando comparado ao trimestre anterior, em razão do 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 2T22 no Ativo Bahia contou com a realização de um total 36 projetos de *workover*, contando com quatro sondas dedicadas aos Polos Remanso + BTREC e Miranga com uma disponibilidade média de 3,5 Sondas no período.

Os projetos de *workover* realizados no período em poços do Polo Miranga, especialmente projetos de retorno à produção, bem como diversos investimentos voltados para melhorias e aumento da capacidade de escoamento e compressão de gás natural ajudaram a elevar a produção média diária para 5.915 BOED em junho de 2022, um incremento de 80% de produção no Polo quando comparado ao mês de novembro de 2021, último mês completo de produção do antigo concessionário.

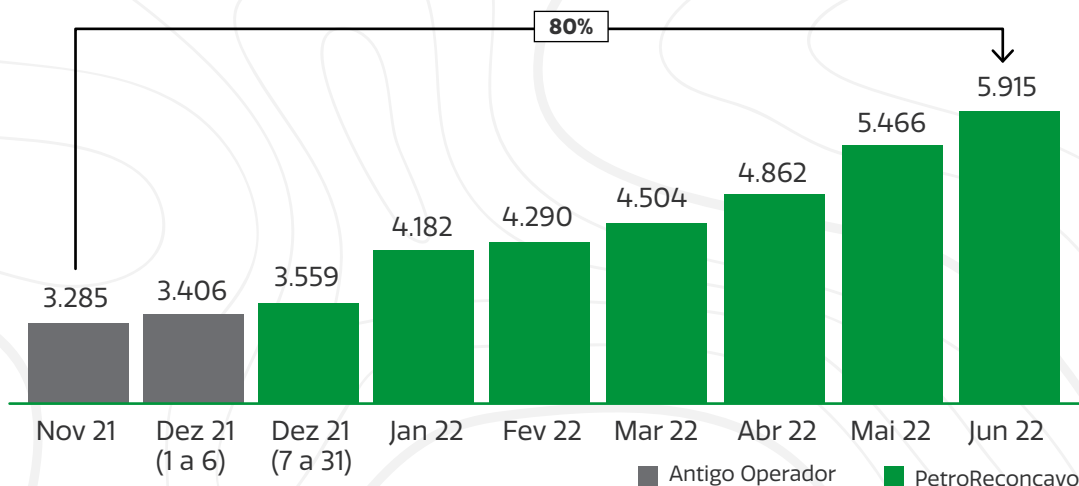


Índice





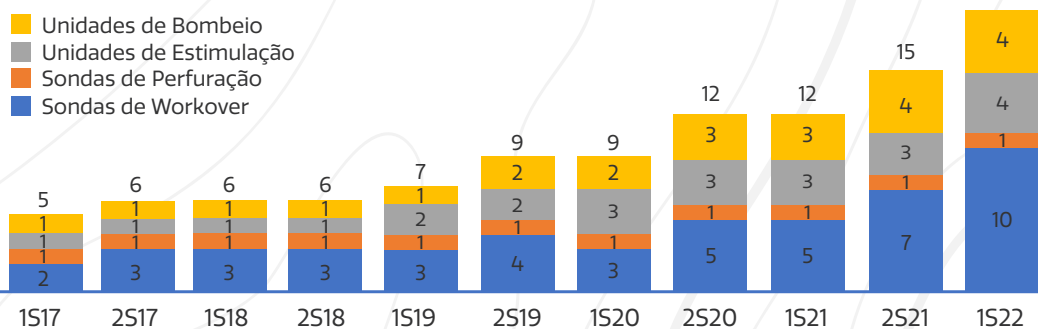
Polo Miranga | Produção Média na mudança de Operador em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Aceleração do programa de investimentos

A Companhia segue ampliando sua capacidade de execução, em linha com a estratégia de alocação de capital para desenvolvimento de suas reservas nos Ativos em que opera. No primeiro semestre de 2022, concluímos a mobilização de quatro novos equipamentos, dentre eles três Sondas de *Workover* e uma unidade de fraturamento. Duas sondas de *workover* encontram-se em fase de comissionamento, sendo uma própria e uma terceirizada. Além disso, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a compra de mais quatro Sondas de *Workover* e duas Sondas de Perfuração.

Evolução da Frota de Equipamentos



A frota mobilizada em junho de 2022 inclui equipamentos próprios e alugados, todos operados com equipes próprias. Os equipamentos alugados são 5 sondas de *workover*. Os próprios incluem: 5 sondas de *workover* (incluindo uma unidade unidade *flushby* – sonda leve), uma sonda de perfuração, 4 unidades de estimulação e 4 unidades de bombeio (que incluem as unidades de cimentação).



Índice



Novo Mercado de Gás Natural

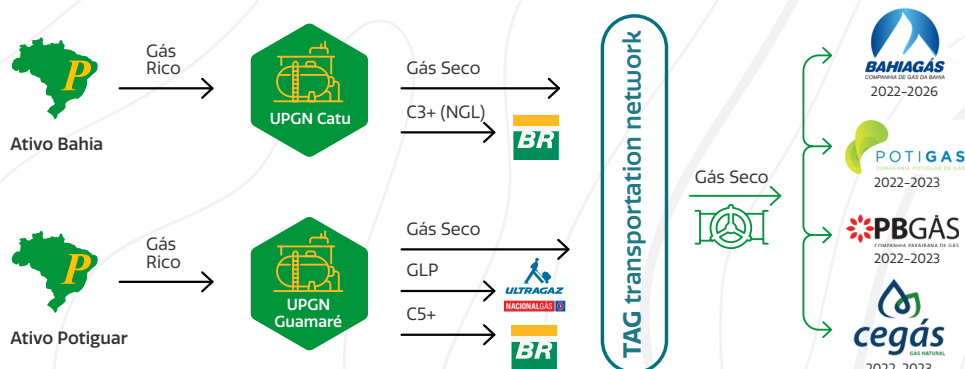
A partir de 1º de janeiro de 2022 foi dado início ao fornecimento de gás natural da PetroReconcavo e suas controladas para distribuidoras estaduais de gás do Nordeste brasileiro, com as quais a Companhia assinou contrato ainda em 2021, um grande passo dentro de seu posicionamento no Novo Mercado do Gás. Na mesma data, a Companhia iniciou a contratação das infraestruturas essenciais para processamento e escoamento de sua produção de Gás Natural, bem como a comercialização dos derivados líquidos de Gás Natural.

Em 15 de junho de 2022, a Companhia assinou novo contrato com a Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás para compra e venda de suprimento de gás natural, de natureza interruptível, e com precificação distinta do contrato original.

Na modalidade de contrato interruptível, os compromissos de fornecimento e retirada só são estabelecidos mediante acordo prévio entre as partes, havendo a demanda por parte da Compradora e disponibilidade por parte da Vendedora e na prática oferecem à Companhia oportunidade para otimização da monetização da sua produção de gás natural, a partir da comercialização dos volumes produzidos que excedem o volume firme contratado com seus clientes. Não há, portanto, um compromisso firme de fornecimento, o que permite maior flexibilidade e alocação dos volumes excedentes conforme melhor perspectiva de remuneração do gás natural comercializado.

Em 27 de junho de 2022, a Companhia assinou contrato com a Companhia de Gás do Ceará – Cegás, para venda de suprimento de gás natural, passando a fornecer a partir de 4 de julho de 2022. O contrato prevê um volume firme de 30 mil metros cúbicos por dia, a um preço inicialmente acordado de 12,25% da cotação do petróleo tipo Brent. Este contrato contempla ainda a possibilidade de fornecimento de volumes adicionais, nas mesmas condições comerciais definidas.

Os diagramas abaixo apresentam o fluxo de produção do gás natural do ativo Bahia e ativo Potiguar, respectivamente.



Índice





O volume de gás disponibilizado é escoado através de dutos e processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs). No caso da produção do ativo Potiguar, o gás natural é processado na UPGN Guararé e no ativo Bahia na UTG Catu.

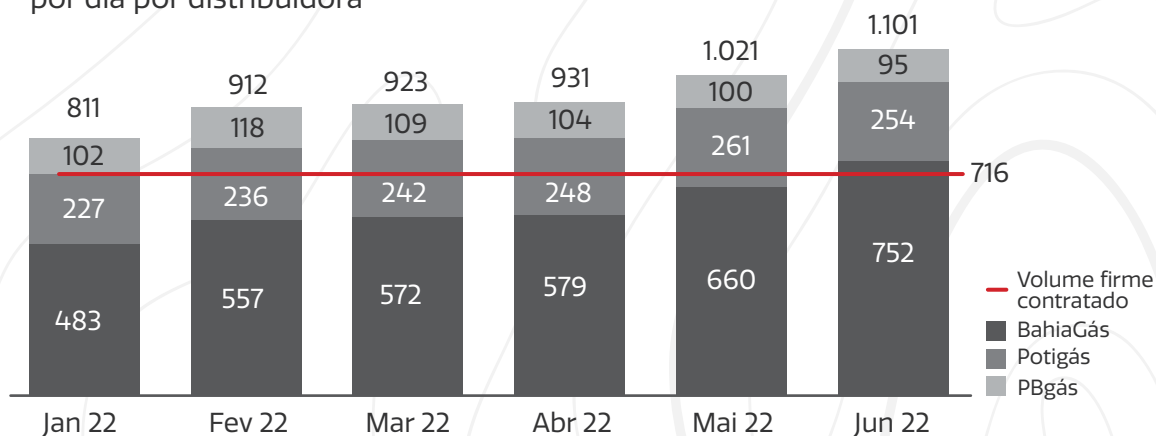
Ressalta-se que o volume de gás disponibilizado para escoamento e processamento apresenta redução em relação à produção total dos poços devido às perdas e consumo do *upstream*, como por exemplo gás ventilado, gás de *flare*, *gas-lift*, gás de utilidades e gás combustível. O rendimento do total de gás natural disponibilizado para venda em relação ao produzido, na média do semestre, foi de 94% no ativo Bahia e 90% no ativo Potiguar.

O encolhimento decorrente do processamento do gás natural rico na entrada das plantas para o gás natural processado, em metros cúbicos, é de cerca de 14% para a UTG Catu e 13% na UPGN Guararé. Este encolhimento é decorrente da extração de água, contaminantes e frações mais pesadas de hidrocarbonetos, que são separados e/ou especificados de acordo com cada uma das plantas de gás, dando origem aos derivados líquidos de gás natural.

Ao longo do segundo trimestre, seguimos comercializando volumes de gás natural superiores às demandas firmes contratadas. Os volumes excedentes foram vendidos para a Bahiagás, primeiramente dentro dos parâmetros comerciais do contrato firme e, a partir de 15 de junho de 2022, na forma do contrato interruptível assinado entre as partes.

Atualmente, a Companhia pode comercializar o gás natural, a partir de qualquer Ativo com qualquer um dos atuais clientes.

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



Índice





Destaca-se que a UPGN Guimarães produz adicionalmente Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e a fração de gás líquido C5+, oriundos da produção da Potiguar E&P, enquanto a UTG Catu (BA) produz adicionalmente C3+, oriundos da produção dos Polos Remanso e Miranga.

A produção de GLP é comercializada desde janeiro com a distribuidora Ultragaz e desde abril, também com a Nacional Gás Butano. No segundo trimestre de 2022, a Companhia produziu um total de 6.590 toneladas de GLP, 5% acima da produção total do 1T22, que somou 6.269 toneladas. O incremento na produção de GLP se explica pelo maior volume produzido e disponibilizado de gás rico e por uma pequena variação no Fator de Rendimento.

O Fator de Rendimento para produção de GLP é definido em função da composição química do gás disponibilizado na planta. O Rendimento pode então ser calculado em função do volume em toneladas de GLP gerado na planta, sobre o volume entregue em mil metros cúbicos de gás disponibilizado. O rendimento médio do GLP no primeiro semestre de 2022 foi de 15%.

Todo o volume produzido de C5+ (ativo Potiguar) é comercializado com a Petrobras. O volume produzido no 2T22 foi de 3.671 metros cúbicos, um aumento de 15% frente o volume produzido no 1T22 que totalizou 3.180 metros cúbicos. O rendimento médio do C5+ em metros cúbicos foi de 0,008% de gás disponibilizado no primeiro semestre de 2022.

Quanto ao volume de líquido de gás natural produzido na Bahia – C3+, derivado do processamento do gás natural, as receitas ainda se deram na forma do contrato de Swap assinado com a Petrobras.

O Contrato Swap com 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 seco após o processamento da UTG para a Companhia, gerando créditos a partir dos líquidos produzidos e retidos na UTG que podem ser utilizados para abatimento dos custos de Processamento de Gás e outros custos.



Índice



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 1º de janeiro de 2022.

Em 21 de julho de 2022, a Companhia foi notificada pela Petrobras acerca de possíveis discrepâncias nos valores dos créditos obtidos dos líquidos de gás natural (LGN) oriundos do processamento do gás na UTG Catu, suportados pelos Contratos de Swap entre a Petrobras e a Companhia e sua Controlada SPE Miranga.

A Companhia entende que todo o processo de medição e precificação decorrentes dos Contratos de Swap está inteiramente de acordo com os termos contratuais entre as partes. Entretanto, devido à notificação recebida, mantendo a sua postura conservadora e de absoluta transparência com o mercado, e em consonância com as melhores práticas contábeis, a Companhia deixou de reconhecer contabilmente parte dos créditos aos quais faz jus contratualmente. O impacto na receita líquida no trimestre foi de R\$ 53 milhões. Atualmente, a companhia mantém entendimentos com a Petrobras sobre esta questão, sem que tenham as partes chegado a uma conclusão até a data de divulgação deste relatório.

Cumprе salientar que os supracitados Contratos de Swap possuem vigência até 31 de agosto de 2022 e a Companhia está em fase de negociações com a Petrobras para firmar contrato definitivo para escoamento e processamento do gás natural em moldes semelhantes ao contrato firmado pela controlada Potiguar para acesso à UPGN Guamaré.

A partir da assinatura dos contratos de processamento e escoamento, a Companhia terá direito à comercialização do C3+ produzido na planta.

A tabela a seguir apresenta o preço unitário de realização, líquido de impostos, em US\$/MMBTu para a monetização do gás do *upstream*. Para composição, foi considerado o somatório das receitas de gás natural e líquidos de gás natural (incluindo os créditos de líquidos oriundos do contrato de Swap), deduzidos os impostos sobre a receita, royalties e os custos de *midstream* (escoamento, processamento e transporte). O resultado foi então dividido pelo volume produzido no *upstream* e convertido em dólares por MMBTU usando a constante 37,3 MMBTU/m³.

	Receita Bruta R\$ 000	Impostos R\$ 000	Receita Líquida R\$ 000	Royalties	Custos de Midstream R\$ 000	Volume Disponibilizado Mm³	Dólar médio	US\$ / MMBTU
1S22	655.437	(138.035)	517.402	(24.425)	(179.598)	201.377	5,08	8,21



Índice

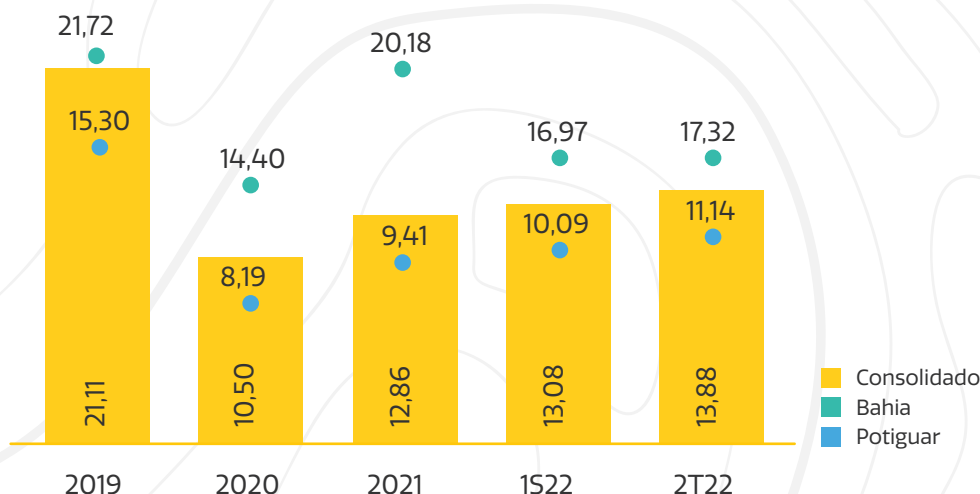




Custos

O custo médio de produção consolidado do 2T22, 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 barris de óleo equivalente (BOE) no período (*lifting cost*) foi de US\$13,88/BOE, representando um aumento de 13% quando comparado ao primeiro trimestre do ano de 2022, sendo que 6% se devem, basicamente, à desvalorização do Dólar contra o Real no período.

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 à Petrobrás e TAG, passamos a registrar custos dessa natureza que totalizaram R\$ 91.019 mil no trimestre, 3% superior ao registrado no 1T22.

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\$)

	2T22	1T22	Δ%	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Receita líquida	691.009	703.476	-2%	249.110	177%	1.394.485	494.898	182%
Custos e despesas	(246.362)	(225.579)	9%	(93.572)	163%	(471.941)	(187.149)	152%
Royalties	(64.776)	(63.158)	3%	(24.184)	168%	(127.934)	(44.763)	186%
EBITDA	379.871	414.739	-8%	131.354	189%	794.610	262.986	202%
Depreciação, amortização e depleção	(85.108)	(69.932)	22%	(68.381)	24%	(155.040)	(129.433)	20%
Lucro Operacional	294.763	344.807	-15%	62.973	368%	639.570	133.553	379%
Resultado financeiro líquido	(126.853)	185.855	n.m.	63.670	n.m.	59.002	(31.115)	n.m.
Impostos correntes	(44.422)	(51.087)	-13%	(17.986)	147%	(95.509)	(20.149)	374%
Impostos diferidos	7.543	(77.737)	n.m.	(14.091)	n.m.	(70.194)	(613)	n.m.
Resultado líquido	131.031	401.838	-67%	94.566	39%	532.869	81.676	552%

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia alcançou R\$691 milhões no segundo trimestre de 2022, 2% de redução ao comparar com trimestre anterior.

Receita líquida (em milhares de R\$)

	2T22	1T22	Δ%	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Ativo Bahia	444.581	424.791	5%	82.006	442%	869.372	164.881	427%
Receita com Petróleo	225.852	204.549	10%	72.581	211%	430.401	148.223	190%
Receita com gás natural e subprodutos	218.729	220.242	-1%	8.588	2447%	438.971	14.909	2844%
Outras receitas com prestação de serviços	-	-	n.m.	837	n.m.	-	1.749	n.m.
Ativo Potiguar	583.999	536.504	9%	258.066	126%	1.120.503	476.429	135%
Receita de venda de petróleo	473.425	430.612	10%	243.459	94%	904.037	452.178	100%
Receita de venda com gás natural e subprodutos	110.574	105.892	4%	14.607	657%	216.466	24.251	793%
Instrumentos financeiros derivativos	(130.361)	(85.230)	53%	(20.744)	528%	(215.591)	(17.204)	1153%
Receita Bruta	898.219	876.065	3%	319.328	181%	1.774.284	624.106	184%
Deduções	(207.210)	(172.589)	20%	(70.218)	195%	(379.799)	(129.208)	194%
Receita Líquida	691.009	703.476	-2%	249.110	177%	1.394.485	494.898	182%



Índice





O faturamento da Companhia no segundo trimestre de 2022 foi impactado pelos incrementos de produção, mencionados no tópico Desempenho Operacional, além dos aumentos de preço. O preço médio do petróleo tipo Brent foi de US\$111,40/bbl no período, 10% superior ao preço médio do primeiro trimestre de 2022. Esse aumento no preço do petróleo foi atenuado pela queda da taxa média de câmbio do segundo trimestre, que foi 6% inferior à taxa média do trimestre anterior.

Na receita oriunda da venda do gás natural e seus subprodutos, 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.

Em contrapartida, a valorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no exercício. No segundo trimestre de 2022, registramos uma perda de R\$130 milhões nessa rubrica. No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 482 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$55,56/bbl.



Índice



Custos e despesas operacionais

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

Custos e Despesas (em milhares de R\$)								
	2T22	1T22	Δ%	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Pessoal	54.872	48.037	14%	30.937	77%	102.909	56.551	82%
Serviços, Consultorias, Aluguéis e Materiais	65.115	59.955	9%	35.193	85%	125.070	72.510	72%
Energia Elétrica	15.963	19.048	-16%	12.689	26%	35.011	24.884	41%
Licenciamento ambiental	5.253	1.433	267%	3.573	47%	6.686	7.460	-10%
Pagamento baseado em ações	5.467	4.164	31%	4.099	33%	9.631	4.099	135%
Escoamento, processamento e transporte do gás	91.019	88.579	3%	-	n.m.	179.598	-	n.m.
Outros custos e despesas	8.673	4.363	99%	7.081	22%	13.036	21.645	-40%
Total	246.362	225.579	9%	93.572	163%	471.941	187.149	152%

Os custos e despesas cresceram 9%, passando de R\$226 milhões no primeiro trimestre de 2022, para R\$246 milhões no segundo trimestre de 2022

Os custos com pessoal aumentaram 14%, passando de R\$48 milhões no primeiro trimestre, para R\$55 milhões no segundo trimestre de 2022. Esse aumento reflete o aumento de quadro de pessoal, sobretudo associado ao crescimento da frota de sondas em operação, demandando novas contratações ao longo do período. 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.

Os custos com serviços e materiais aumentaram 9% na comparação trimestral, em linha com o crescimento no ritmo de atividades.

Os custos com energia elétrica reduziram 16%, na comparação trimestral. Essa variação reflete impactos tarifários.



Índice



No segundo trimestre de 2022 foram registrados R\$5,4 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, os custos com o escoamento, processamento e transporte de gás natural, no segundo trimestre de 2022, foram de R\$91 milhões, refletindo aumento da produção, variações cambiais com efeito nos custos firmados em dólar e a redução na tarifa de transporte.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro, líquido (em milhares de R\$)								
	2T22	1T22	Δ%	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Receitas financeiras	6.335	4.286	48%	5.335	19%	10.622	20.878	-49%
Despesas financeiras	(26.210)	(23.180)	13%	(26.710)	-2%	(49.392)	(49.771)	-1%
Variações cambiais, líquidas	(106.978)	204.749	n.m.	85.045	n.m.	97.772	(2.222)	n.m.
Resultado financeiro, líquido	(126.853)	185.855	n.m.	63.670	n.m.	59.002	(31.115)	n.m.

O resultado financeiro líquido no segundo trimestre de 2022 foi negativo em R\$127 milhões, comparado com um resultado positivo de R\$186 milhões no primeiro trimestre de 2022. O resultado é impactado 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 taxa de câmbio R\$/US\$ aumentou 10,6% no período de R\$ 4,74 em 31 de março de 2022 para R\$ 5,24 em 30 de junho de 2022. No mesmo período do ano anterior, a taxa de câmbio caiu 12,2% de R\$ 5,70 em 31 de março de 2021 para R\$ 5,00 em 30 de junho de 2021.



Índice



Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

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

Imposto de renda e contribuição social (em milhares de R\$)								
	2T22	1T22	Δ%	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Correntes	(44.422)	(51.087)	-13%	(17.986)	147%	(95.509)	(20.149)	374%
Diferidos	7.543	(77.737)	n.m.	(14.091)	n.m.	(70.194)	(613)	n.m.
Imposto de renda e contribuição social	(36.879)	(128.824)	-71%	(32.077)	15%	(165.703)	(20.762)	698%

Como consequência do menor resultado observado no segundo trimestre de 2022, as despesas com imposto de renda e contribuição social registrados no período foram menores. As variações nos impostos diferidos verificadas no trimestre referem-se, sobretudo, a variação cambial não realizada na Companhia e em suas controladas, líquido da constituição de impostos diferidos sobre o custo de emissão de ações relacionadas ao *follow on*.



Índice





Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)

	2T22	1T22	Δ%	2T21	Δ%	1S22	1S21	Δ%
Lucro antes dos impostos	167.910	530.662	-68%	126.643	33%	698.572	102.438	582%
Depreciação, amortização e depleção	85.108	69.932	22%	68.381	24%	155.040	129.433	20%
Juros e variações cambiais, líquidas	122.009	(193.553)	n.m.	(101.432)	n.m.	(71.544)	2.437	n.m.
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	27.844	45.119	-38%	(8.749)	n.m.	72.963	23.521	210%
Outros ajustes e variações ao lucro	7.352	6.956	6%	34.864	-79%	14.308	40.755	-65%
Variação de ativos e passivos	47.700	(183.987)	n.m.	16.825	n.m.	(136.287)	(8.492)	1505%
Juros pagos	(10.159)	(12.194)	-17%	(15.564)	-35%	(22.353)	(31.331)	-29%
IR e CSSL pagos	(62.782)	(29.361)	114%	(380)	16422%	(92.143)	(515)	17792%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	384.982	233.574	65%	120.588	219%	618.556	258.246	140%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(317.513)	(214.411)	48%	(61.073)	420%	(531.924)	(187.078)	184%
Aplicações financeiras	(828.337)	(20.091)	4023%	(872.773)	-5%	(848.428)	(870.548)	-3%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(1.145.850)	(234.502)	389%	(933.846)	23%	(1.380.352)	(1.057.626)	31%
Captação de financiamento	-	-	n.m.	-	n.m.	-	60.479	n.m.
Pagamento de financiamentos, arrendamentos e valores a pagar por aquisições	(107.021)	(61.369)	74%	(73.480)	46%	(168.390)	(134.653)	25%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	996.398	189	n.m.	1.111.648	-10%	996.587	1.111.648	-10%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	530	31	1615%	-	n.m.	561	-	n.m.
Dividendos pagos	(39.686)	-	n.m.	-	n.m.	(39.686)	-	n.m.
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	850.221	(61.149)	n.m.	1.038.168	-18%	789.072	1.037.474	-24%
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	(821)	1.385	n.m.	-	n.m.	564	-	n.m.
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	88.532	(60.692)	n.m.	224.910	-61%	27.840	238.094	-88%



Índice





O caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou 65%, no segundo trimestre de 2022, quando comparado ao trimestre anterior. O desempenho operacional da Companhia no trimestre foi explanado acima nesse relatório.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 1.145 milhões no segundo trimestre de 2022, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$ 318 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para incremento da produção e em perfurações de novos poços;
- (II) No segundo trimestre de 2022, tivemos resgates líquidos de aplicações financeiras no montante de R\$ 828 milhões.

O caixa gerado nas atividades de financiamento foi de R\$850 milhões no segundo trimestre de 2022, decorrente principalmente do aumento de capital social em razão do *follow-on*. Como consequência dos itens listados acima, o aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa no segundo trimestre de 2022 foi de R\$89 milhões, enquanto no trimestre passado houve uma redução de R\$61 milhões.



Índice



04

Outros destaques do balanço

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

Em 30 de junho de 2022, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$1,7 bilhão.

Atualmente, a maior parte dos recursos da Companhia são aplicados em fundos cambiais. Essas aplicações têm como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real e a Companhia visa se proteger da variação cambial, uma vez que a grande maioria das dívidas da Companhia e suas controladas são denominadas em dólar. Adicionalmente, a Companhia possui potenciais compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares.

Endividamento

Endividamento líquido (em milhares de R\$)			
	30/06/22	31/12/21	Δ%
FINEP	991	1.647	-40%
Empréstimos bancários	589.666	762.081	-23%
Custos a amortizar	(17.188)	(22.437)	-23%
Valores a pagar de aquisições	1.159.765	1.263.049	-8%
Dívida bruta	1.733.234	2.004.340	-14%
Caixa e equivalentes de caixa	244.999	217.159	13%
Aplicações financeiras	1.481.881	655.644	126%
Dívida líquida	6.354	1.131.537	-99%
EBITDA últimos 12 meses	1.066.430	534.806	99%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,01 x	2,12 x	-2,11 x

O endividamento líquido da Companhia no segundo trimestre de 2022 diminuiu 99%, impactado, principalmente, pela captação de recursos através da oferta primária subsequente de ações – *follow on*.



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 30 de junho de 2022, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de *hedge*:

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/06/2022	Quantidade 30/06/2022	Valor justo dos instrumentos de hedge 30/06/2022
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	53,63	484.728	(139.698)
De 3 a 6 meses	53,77	519.489	(125.084)
De 6 a 12 meses	51,50	896.350	(196.447)
De 1 a 2 anos	55,38	1.580.500	(262.551)
De 2 a 3 anos	59,65	331.500	(39.662)
Total	54,40	3.812.567	(763.442)

O volume médio total de barris *hedgeados* para o segundo semestre de 2022, conforme tabela acima, é de aproximadamente 5.458 bopd, ou cerca de 26,6% da produção média total da Companhia no 2T22 que foi de 20.528 boepd. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção *hedgeada* corresponde a 43,9% da produção média de petróleo da Companhia no 2T22 que foi de 12.446 bopd.

A controlada Potiguar E&P obteve, em 21 de março de 2022 das instituições financeiras credoras do contrato de financiamento, *waiver* para não celebrar contratos adicionais de hedge de petróleo até o final do segundo trimestre de 2022.



Índice



05

SSMS & ESG

No segundo trimestre de 2022 divulgamos nosso primeiro relatório de Sustentabilidade de acordo com a metodologia da *Global Reporting Initiative* (GRI). O relatório é um avanço importante na busca de um modelo de crescimento sustentável e que gere valor para os acionistas, para os colaboradores e para as comunidades onde atuamos.

Divulgamos também a nossa recém aprovada Política de Diversidade, Equidade e Inclusão, que estabelece princípios e diretrizes básicos para que a atuação da Companhia seja pautada pelo respeito, inclusão, equidade e valorização à diversidade.

Iniciamos a elaboração do segundo inventário de gases do efeito estufa relacionado ao ano de 2021. Concluímos 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.

Seguimos investindo em nossos projetos sociais. Mantivemos nossas atividades no Projeto "Ciranda Viva" na Bahia e iniciamos o Programa "Mães em Movimento", que promove atividades físicas semanais para as mães das crianças atendidas pelo projeto, com o objetivo de estender as ações do Ciranda Viva também para as famílias das crianças beneficiadas e aproximá-las ainda mais do Projeto.

Concluímos a 1ª fase do Programa Socioambiental "Viva Sabiá" no Rio Grande do Norte, voltado para o estabelecimento da relação com as comunidades de atuação da PetroReconcavo proporcionando o acesso a água potável. Dando continuidade ao programa, firmamos o início da 2ª fase, que expandirá sua atuação e escopo, incluindo ações como a realização de campanhas escolares com foco na educação ambiental em 10 escolas dos municípios.



Índice



30

Em maio, iniciamos a implementação do projeto Ciranda Agroflorestal, com o 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. Durante os dois primeiros meses do projeto foram realizadas diversas atividades, dentre elas: oficina de biofertilizante com promoção de técnicas de agricultura ecológica, feira de agricultura familiar, a estruturação de dois bancos de sementes, implantação de Sistema Agroflorestal (SAFs) e encontros para mentoria com os beneficiários para a gestão dos empreendimentos da agricultura familiar.

Avançamos com a nossa parceria com a prefeitura de Mata de São João no Programa Educa + Recicla, que 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. Concretizamos a aquisição de um caminhão baú que será usado para fazer a logística dos resíduos reciclados gerados no Programa.

Dando sequência à nossa parceria com o Projeto Tamar-BA, iniciamos a visita dos estudantes de escolas públicas de Mata de São João à unidade do Projeto localizada em Praia do Forte-BA. Em maio e junho, cinco escolas foram atendidas, totalizando a visita de 280 estudantes e 37 professores.

Em maio lançamos o projeto "A serviço da Sustentabilidade" com o objetivo de promover junto à força de trabalho uma transformação comportamental, desenvolvendo a cultura de sustentabilidade, senso de organização e limpeza, e compromisso com o atendimento aos requisitos de SSMS.

Em junho, aconteceu na Bahia e no Rio Grande do Norte, a cerimônia inaugural do Curso de Formação de Profissionais de Sonda, em parceria com o SENAI. O evento contou com a participação dos líderes das instituições envolvidas, que reconheceram o empenho dos alunos selecionados para um total de 180 vagas após um processo seletivo com mais de 7.000 candidatos.

Por fim, para otimizar os processos e reduzir o consumo de papel foram realizadas capacitações para o uso da plataforma Petro Digital para emissão eletrônica de Permissão de Trabalho.



Índice





voltar



ri.petroreconcavo.com.br