

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Segundo Trimestre de 2023

Teleconferência de Resultados do 2T23

Sexta-feira, 11 de agosto de 2023

11h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV

B3 LISTED NM

IBRX100 SMLL IBRA IGC IGC-NM ITAG IGCT

 **PetroReconcavo**

Destaques de 2T23

Mensagem da Administração

- 01 Portfólio de Reservas e Ativos
- 02 Desempenho Operacional
- 03 Desempenho Financeiro Consolidado
- 04 Outros destaques do balanço
- 05 SSMS & ASG



Mata de São João, 10 de agosto de 2023 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do segundo trimestre de 2023 (2T23). 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 2T23

- Produção média bruta de 26,0 mil barris de óleo equivalente por dia (BOED) no 2T23, representando um crescimento de 7% vs. 1T23, e 28,5 mil boed em julho;
- Receita Líquida de R\$658 milhões no 2T23, queda de 8% quando comparado ao 1T23, impactada pela variação negativa na cotação do Petróleo tipo *Brent* de 4%, depreciação de 5% do dólar frente ao real e 33% de redução no volume de gás natural comercializado no Ativo Potiguar, parcialmente compensados pelo aumento de 12% de produção de petróleo em ambos os ativos;
- EBITDA de R\$ 319 milhões no 2T23, queda de 5% vs. 1T23;
- Lucro líquido de R\$ 178 milhões no 2T23, queda de 11% comparado ao 1T23;
- Em maio, houve pagamento de dividendos aos acionistas relativos ao Exercício Social de 2022 no valor de R\$ 130 milhões. A distribuição total de proventos referente aos resultados de 2022 totalizou R\$ 310 milhões;
- Assinatura de contratos com a 3R Petroleum em decorrência do *Closing* da transação do Polo Potiguar, dentre os quais se destacam os novos instrumentos contratuais para comercialização de 100% da produção de petróleo dos campos do Ativo Potiguar em condições mais vantajosas do que os contratos até então em vigor com a Petrobras, bem como a assinatura de instrumentos de cessão contratual para utilização das infraestruturas essenciais de escoamento e processamento do gás natural do Ativo Potiguar, e de comercialização do derivado de gás natural C5+;
- Após o encerramento do trimestre, assinatura de contrato de fornecimento de gás natural por 10 anos para a Companhia Pernambucana de Gás – Copergás, com valor total estimado em R\$ 1,6 bilhão (Parcela da Molécula, não incluídos repasses previstos em Contrato);
- Ainda como evento subsequente, assinatura de Contrato de Financiamento Sindicalizado no valor de US\$ 60 milhões, com vencimento em 36 meses e juros, correspondentes à taxa de referência Term SOFR para 3 meses, acrescido de 3,80% ao ano;
- Divulgação do segundo relatório de sustentabilidade correspondente ao ano de 2022 de acordo com a metodologia da *Global Reporting Initiative* (GRI).



Índice



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

	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Receita Líquida	658.314	719.212	-8%	691.009	-5%	1.377.526	1.394.485	-1%
Lucro Líquido do período	177.641	199.513	-11%	131.031	36%	377.154	532.869	-29%
Margem Líquida ¹	27,0%	27,7%	-0,8 p.p.	19,0%	8,0 p.p.	27,4%	38,2%	-10,8 p.p.
EBITDA ²	319.238	334.836	-5%	379.871	-16%	654.074	794.610	-18%
Margem de EBITDA ³	48,5%	46,6%	1,9 p.p.	55,0%	-6,5 p.p.	47,5%	57,0%	-9,5 p.p.
EBITDA ajustado pelo Hedge ⁴	379.525	406.304	-7%	510.232	-26%	785.829	1.010.201	-22%
Margem EBITDA Ajustado ⁵	52,8%	51,4%	1,4 p.p.	62,1%	-9,3 p.p.	52,1%	62,7%	-10,7 p.p.
Dívida Líquida ⁶	781.626	711.234	10%	6.355	n.m.	781.626	6.355	n.m.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses ⁷	0,53 x	0,47 x	0,07x	0,01 x	0,52 x	0,53 x	0,01 x	0,52x
Produção média bruta (boe por dia) ⁸	26.045	24.415	7%	20.528	27%	25.235	19.994	26%
Produção bruta (em boe) ⁸	2.370.095	2.197.378	8%	1.867.964	27%	4.567.473	3.618.914	26%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁹	R\$ 67,03	R\$ 67,11	0%	R\$ 68,29	-2%	R\$ 67,07	R\$ 66,40	1%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ ¹⁰	R\$ 4,95	R\$ 5,19	-5%	R\$ 4,92	1%	R\$ 5,07	R\$ 5,08	0%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹¹	\$13,54	\$12,92	5%	\$13,88	-2%	\$13,22	\$13,08	1%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (\$/bbl) ¹²	\$78,39	\$81,27	-4%	\$111,40	-30%	\$79,83	\$106,40	-25%
Preço Médio de Realização do Petróleo (\$/bbl) ¹³	\$61,71	\$62,90	-2%	\$77,06	-20%	\$62,20	\$77,11	-19%

Notas:

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido do exercício 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 exercício 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 de maneira diferente da Companhia. O EBITDA 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 exercício 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, divididos pela taxa de câmbio média do período.

(10) A taxa de câmbio média do exercício 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, divididos pela taxa de câmbio média do período.

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

(13) Representa a receita líquida com petróleo, descontados os efeitos dos instrumentos derivativos, dividido pela produção bruta total em boe no período, dividido pela taxa de câmbio média do período.



Índice



Mensagem da Administração



Índice



05



Seguimos trabalhando focados na execução de nosso plano de negócios, visando gerar crescimento em nossa produção com segurança, eficiência na alocação de capital e um olhar ainda mais direcionado à captura de eficiências operacionais e redução nos custos. Entregamos resultados trimestrais sólidos que refletem o crescimento de nossa produção, mesmo em um contexto de muitos desafios externos, tais como uma perda de receita líquida potencial com a comercialização de gás natural e seus subprodutos estimada em R\$48¹ milhões no 2T23 em razão de sucessivas interrupções no escoamento e processamento do gás natural na UPGN Guararé por problemas de integridade no gasoduto de terceiros.

As conquistas recentes reforçam o nosso otimismo com as perspectivas futuras. Por exemplo, em julho de 2023, decorrente de inúmeras atividades executadas no segundo trimestre, e sob menor influência de gargalos que vinham restringindo nossa produção, a Companhia reportou novo recorde com 28.474 barris de óleo equivalente por dia, um crescimento de 7% em relação ao mês anterior.

Em julho, a produção do Ativo Potiguar de 15.765 boed já superou a expectativa de produção média diária da Certificação de Reservas para o ano de 2024 de 15.654 boed. Considerando todos os ativos certificados (o que exclui SPE Tietá) consolidamos a produção de 25.963 boed, superando pela primeira vez no ano de 2023 a média diária 2P da Certificação de 25.904 boed.

Além disso, ao longo do segundo trimestre, foram comissionadas e entraram em operação duas novas sondas de workover e uma unidade de fraturamento hidráulico. Uma sonda de perfuração leve encontra-se em fase final de comissionamento e uma sonda para perfuração de poços profundos e em condições de alta pressão está passando por reforma e montagem nos Estados Unidos. Acreditamos que, com a esta frota de equipamentos próprios, a Companhia terá uma estrutura adequada para o contínuo desenvolvimento das reservas de seus ativos atuais, não descartando eventual contratação de equipamentos de terceiros em momentos oportunos.

Para o segundo semestre de 2023, a Companhia seguirá focada na continuidade da execução do seu programa de investimentos, visando crescimento orgânico da produção, mas com uma atenção cada vez maior na captura de eficiências operacionais, ganhos de produtividade e redução de custos. Diversas ações com este propósito já estão em curso, dentre elas a liberação de sondas terceirizadas, o redesenho de processos e projetos, como, por exemplo, na gestão de estoques, onde já notamos uma desaceleração nas adições ao almoxarifado para inversões fixas.

¹ Os valores estimados relacionados à perda de receita líquida potencial foram calculados com base em premissas internas e levou em consideração a potencial produção de gás não processado. Esses cálculos não foram revisados pelos nossos auditores independentes.



Índice





Visando continuar aprimorando o capital humano e as capacidades técnicas da Companhia, reforçamos o time de gestão da PetroReconcavo com a recente contratação de dois novos executivos com larga experiência internacional em empresas de petróleo e gás de grande e médio portes e que atuarão como Diretor de Produção (responsável pelas atividades das áreas de operação e manutenção dos ativos de upstream) e Diretor Técnico (responsável pelas áreas de geologia e geofísica, engenharia de reservatórios, desenvolvimento e projetos), ambas as posições reportando-se ao Diretor de Operações (COO) da Companhia.

Em junho, a Companhia assinou contratos com a 3R Petroleum, dentre os quais destacamos a cessão dos contratos de escoamento e processamento de gás natural e novos contratos de compra e venda de Petróleo a preços mais atrativos do que os anteriormente em vigor e compatíveis com a qualidade do petróleo produzido pela Companhia.

Após o fechamento do trimestre, a Companhia divulgou o seu segundo Relatório de Sustentabilidade de acordo com a metodologia GRI, apresentando os resultados e a busca pela melhoria contínua dos processos ao longo de 2022 e, lançou o Programa Juntos Somos Mais – Unidos Pela Diversidade, Equidade e Inclusão, com objetivo de que esta cultura esteja presente em todos os níveis da Companhia.

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.



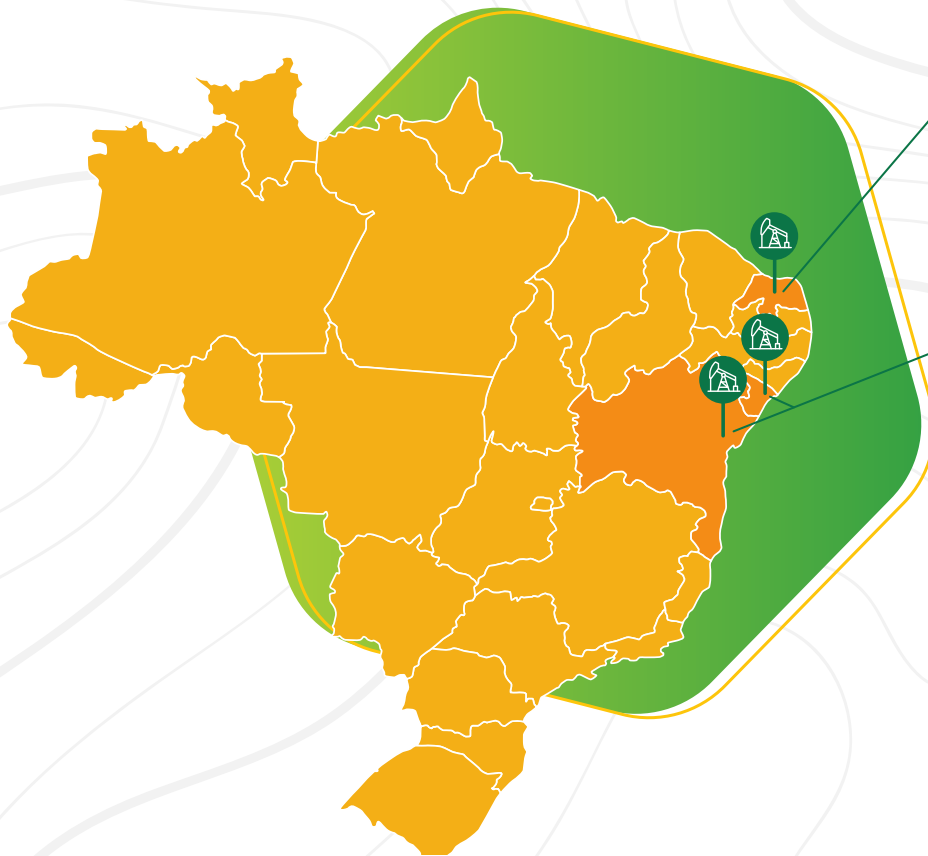
Índice



01

Portfólio e Reserva de Ativos

O portfólio da Companhia é composto pelos Ativos Bahia e Potiguar de produção de petróleo e gás natural em campos terrestres, localizados em três diferentes bacias sedimentares.



ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

31 concessões operadas
2 concessões operadas por parceiro
1 bloco exploratório
Polo Riacho da Forquilha

ATIVO BAHIA

PetroReconcavo S.A.

11 concessões operadas
Polo Remanso

Recôncavo E&P S.A.

5 concessões operadas
Polo BTREC

SPE Miranga S.A.

8 concessões operadas
Polo Miranga

SPE Tiêta S.A.

2 concessões operadas
5 blocos exploratórios

As reservas brutas de participação Provasdas + Prováveis (2P) da Companhia certificadas pela consultoria independente *Netherland, Sewell & Associates, Inc.* – NSAI no Relatório de Reservas do ano base 2022 totalizam 170,8 milhões de barris de óleo equivalente. Esta certificação ainda não inclui os campos de Tiê e Tartaruga. As reservas brutas de participação Provasdas (1P) correspondem a 80% das Reservas 2P.



Índice



2P – Provasdas + Prováveis	Petróleo	Gás	Total
	MMBOE	MMBOE	MMBOE
Remanso + BTREC	23,4	2,4	25,8
Riacho da Forquilha	53,5	17,3	70,8
Miranga	20,1	54,0	74,1
Total 2P Gross WI	97,0	73,8	170,8

Adicionalmente, no dia 11 de julho, divulgamos um anexo da Certificação de Reservas data base de 31 de dezembro de 2022, elaborado pela certificadora independente *Netherland, Sewell & Associates, Inc.* – NSAI. Esse anexo apresenta um resumo organizado em grupos das estimativas de reservas 2P (Provasdas + Prováveis), CAPEX e receita líquida futura considerando diferentes níveis de custo de capital líquido por reservas brutas de participação da Companhia em uma base de 2P. Este anexo está integralmente disponível no site de Relações com investidores da Companhia.



Índice



02

Desempenho Operacional

Resultados de Produção

No segundo trimestre de 2023 a Companhia registrou uma produção média de 26.045 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), um aumento de 7% versus o primeiro trimestre de 2023 e 27% na comparação com o mesmo período do ano anterior.

No mês de junho de 2023, a Companhia registrou recorde de produção média diária, totalizando 26.586 barris de óleo equivalente ("BOED").

Média Diária de Produção Bruta de Participação da Companhia

		2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Ativo Potiguar	Óleo (bbl/dia)	9.343	8.790	6%	8.055	16%	9.068	8.047	13%
	Gás (Mm³/dia)	692	669	3%	535	29%	680	518	31%
	Total (boe/dia)	13.695	12.996	5%	11.422	20%	13.347	11.308	18%
Ativo Bahia	Óleo (bbl/dia)	6.226	5.101	22%	4.391	42%	5.667	4.366	30%
	Gás (Mm³/dia)	974	1.005	-3%	750	30%	989	687	44%
	Total (boe/dia)	12.350	11.420	8%	9.106	36%	11.887	8.687	37%
Total	Óleo (bbl/dia)	15.569	13.891	12%	12.446	25%	14.735	12.413	19%
	Gás (Mm³/dia)	1.666	1.673	0%	1.285	30%	1.669	1.205	38%
	Total (boe/dia)	26.045	24.415	7%	20.528	27%	25.235	19.994	26%

Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP e Produção ajustada da Companhia

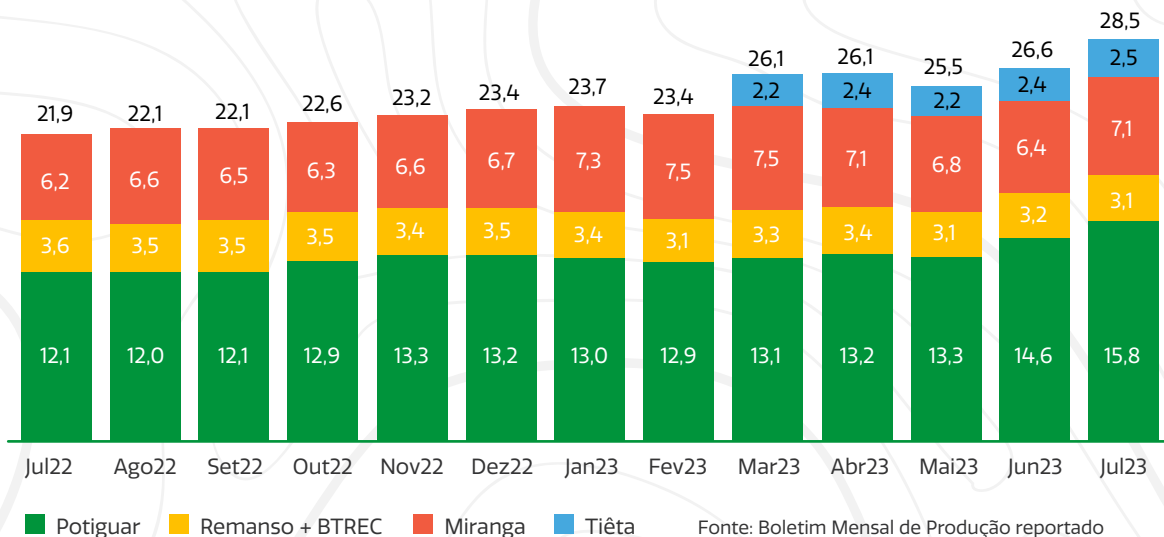


Índice





Produção média bruta de participação em milhares de barris de óleo equivalentes por dia (KBOED)



Ao longo do segundo trimestre de 2023, a Companhia apresentou crescimento na produção, impulsionado tanto por incrementos orgânicos (Ativo Potiguar) quanto inorgânicos (Ativo Bahia). Especificamente, destacamos o crescimento na produção de óleo no Ativo Potiguar, a partir da conclusão do comissionamento de novas facilidades na estação Carnaúba, estação de processamento primário da concessão de Sabiá Bico-do-Ossô, entre maio e junho de 2023 e a consequente otimização dos poços perfurados pela Companhia neste campo. No mês de julho de 2023, a Companhia registrou novo recorde de produção com 28.474 boed, com incrementos em óleo e gás em ambos os ativos na comparação com o mês anterior. Novas otimizações no Complexo Sabiá, resultados de intervenções de *workover* e diminuição nas restrições para escoamento de gás em ambos os ativos são as principais razões para o novo incremento.

Dois eventos externos e extraordinários impactaram nossos resultados de produção do trimestre. O primeiro, com impacto substancial sobre as vendas de gás do Ativo Potiguar ocorreu no duto de terceiros, de 10" que liga a produção da Companhia à UPGN Guamaré, que motivaram o fechamento momentâneo de poços de gás não associado e *flaring* da produção dos dias em que o escoamento foi interrompido. O escoamento foi totalmente restabelecido após a conclusão do serviço definitivo de substituição dos trechos do gasoduto, com a vazão nominal de 600 mil m³/d sido alcançada na data de 06/06/2023.



Índice





O segundo evento, com impacto relativo menor sobre as vendas, ocorreu após a cessão da infraestrutura no dia 08 de junho de 2023, para o novo operador que reportou algumas restrições operacionais que vêm limitando o pleno escoamento da produção da Potiguar E&P. Por conta das novas restrições, o volume médio diário de escoamento disponibilizado à Potiguar E&P para entrega na UPGN Guararé durante o período de 08 de junho de 2023 a 30 de junho de 2023 foi de, aproximadamente, 524 mil m³ de gás natural rico por dia, volume este compatível com o volume previsto no contrato de escoamento, porém não permitido o escoamento de volumes adicionais conforme feito em meses anteriores. A produção média de gás natural rico da Potiguar E&P no mês de junho de 2023 foi de, aproximadamente, 730 mil m³ por dia, e o volume que não pôde ser entregue em Guararé foi queimado.

Esses eventos externos influenciaram ainda no aumento das perdas e queimas da produção de gás natural, consequentemente reduzindo o rendimento do total de gás natural disponibilizado para processamento e venda.

No mês de Julho de 2023, foi realizada uma reunião entre representantes da Companhia e da operadora da infraestrutura de escoamento e processamento, onde foi traçado um planejamento para um aumento gradual da capacidade disponibilizada à Potiguar E&P para entrega do gás natural na UPGN Guararé, com o objetivo de se eliminar as restrições ao escoamento da produção de gás da Potiguar E&P ao longo do 4º trimestre de 2023 e, ao longo do mês de julho, já conseguimos aumentar o volume médio disponibilizado na UPGN Guararé para aproximadamente 630 mil m³ de gás natural rico por dia.

Durante o mês de junho, manutenções corretivas na estação de compressores de Miranga, associados a restrição de pressão de escoamento no duto que liga a Estação São Roque a UTG Catu (Petrobras) entre os dias 01 e 12 e alguns eventos de falhas elétricas provocaram perdas no aproveitamento do gás natural produzido na Bahia.

Em média, durante o trimestre, a proporção de gás produzido que entrou nas Unidades de Processamento de Gás Natural em cada um dos Ativos, foi de 93% no Ativo Bahia, enquanto no Ativo Potiguar foi de 57%. No mês de julho a taxa de aproveitamento no Ativo Bahia foi de 96%, enquanto no Ativo Potiguar foi de 77%, indicando um processo de normalização dos problemas ocorrido no segundo trimestre.

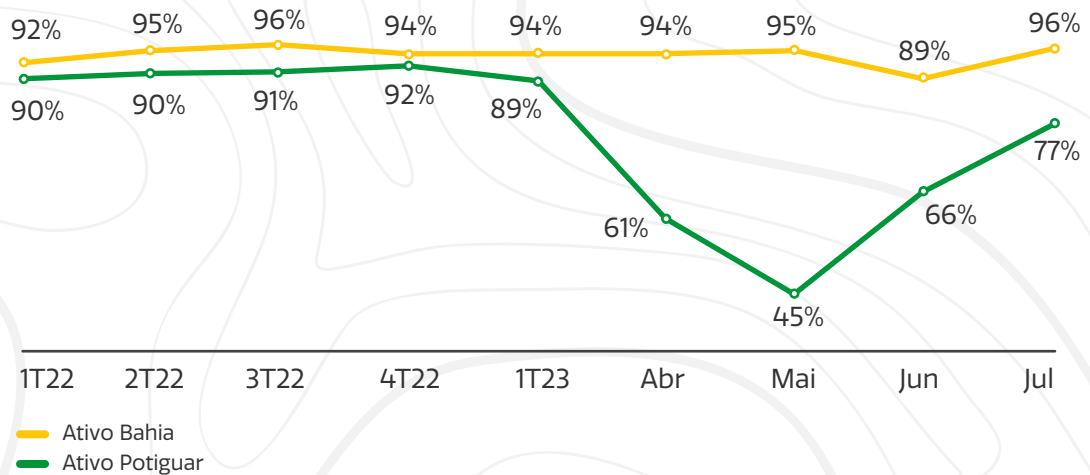


Índice





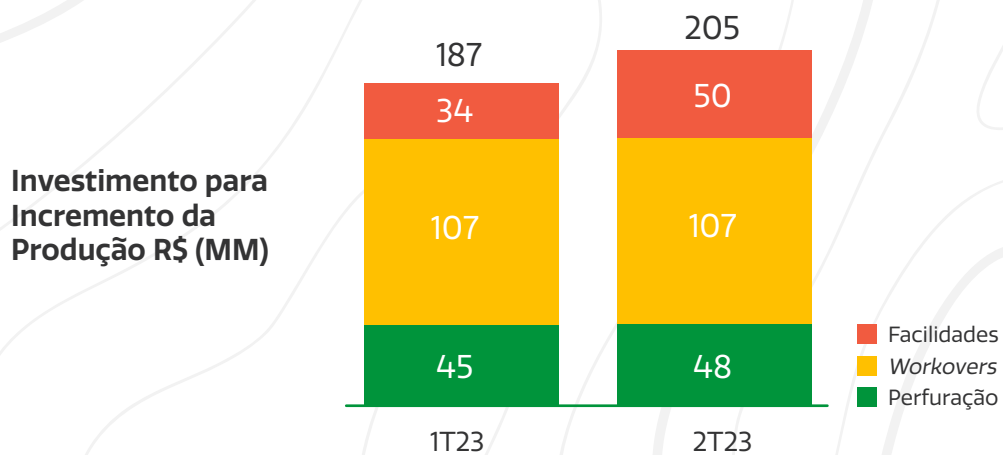
Histórico do Percentual de Aproveitamento do Gás Natural (Disponibilizado para processamento / produzido)



Execução do Programa de Investimentos

O montante investido em Perfuração, Workovers e Facilidades no segundo trimestre de 2023 soma R\$ 205 milhões de reais.

O quadro abaixo sumariza o capital aplicado em projetos de Investimento para incremento da produção e perfuração de poços, conforme mapa de movimentação do imobilizado presente nas Demonstrações Financeiras:



Nota: Investimentos de Well Integrity foram reclassificados para a categoria de investimentos em Workover.



Índice



	Ativo Bahia (R\$MM)	Ativo Potiguar (R\$MM)	Total (R\$MM)
Perfuração	22	26	48
Workovers	45	62	107
Facilidades	25	25	50
Total	92	113	205

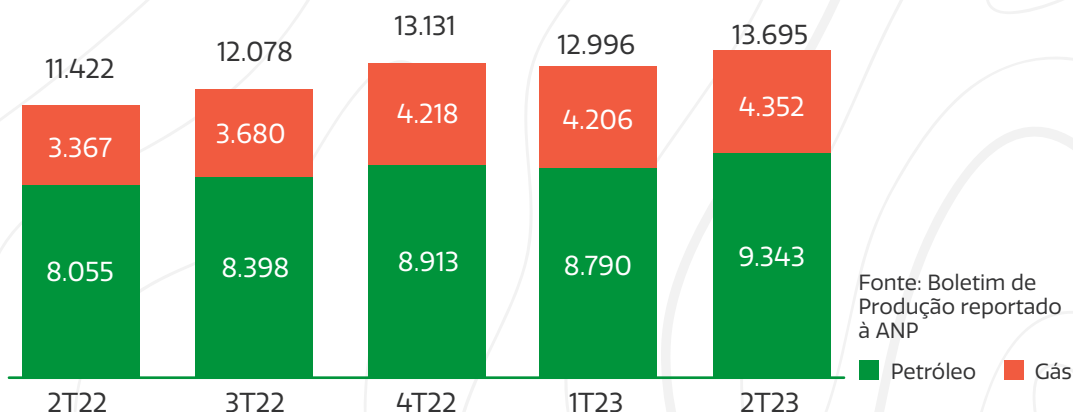
Dentre as principais atividades realizadas no trimestre, destacamos:

Ativo Potiguar

1. Perfuração de 5 poços no trimestre;
2. Completação de 5 poços recém perfurados e alinhados para produção, e backlog de 3 poços a serem completados;
3. 41 projetos de Workover realizados;

No segundo trimestre de 2023, o Ativo Potiguar registrou uma produção média de 13.695 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), com um aumento de 5% em relação ao trimestre anterior e crescimento de 20% em comparação ao mesmo período do ano de 2022. Os volumes demonstrados no gráfico abaixo representam a produção total de participação da Companhia (*Working Interest*) do Ativo Potiguar em barris de óleo equivalente segregados em petróleo e gás, incluindo os 31 campos operados pela Companhia e a participação nas 2 concessões operadas pela parceira Mandacaru Energia.

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



Índice





Ativo Bahia

1. Início da operação da Sonda de Perfuração no Ativo Bahia, com a perfuração de 3 poços no trimestre;
2. Completação de 1 poço recém perfurado e alinhado para produção, e *backlog* de 2 poços perfurados a serem completados e colocados em produção;
3. 23 projetos de *Workover* realizados, incluindo intervenções realizadas no Campo de Tiê.

No segundo trimestre de 2023, a produção média do Ativo Bahia alcançou 12.350 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), crescimento de 8% em comparação ao trimestre anterior e de 36% quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Este incremento se dá principalmente pela incorporação da produção da SPE Tiêta, a partir de março. No decorrer do trimestre, ocorreram duas intervenções no campo de Tiê. A primeira delas consistiu em uma mudança de método de elevação, enquanto a segunda intervenção consiste em um trabalho de retorno à produção (RTP) com pescaria, e que ainda não foi concluído. Ambas intervenções impactaram a parada dos poços e consequente redução no volume médio de produção do campo no período.

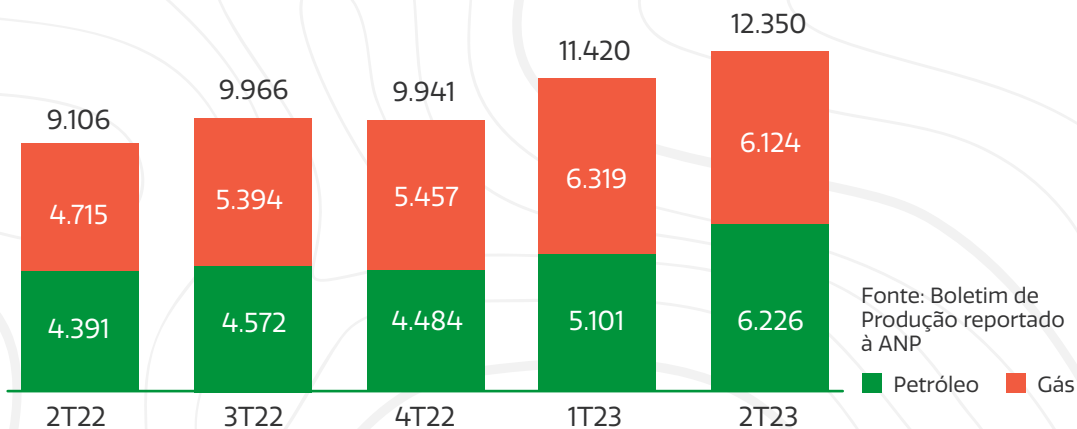
A Produção do Ativo Bahia, excluindo SPE Tiêta apresentou uma redução de 8,4% no Polo Miranga devido a alguns eventos operacionais dentre os quais destacam-se falhas elétricas, falha em poços impactando aumento de *backlog* de poços aguardando sonda e restrição de escoamento em poços de baixa pressão. Alguns investimentos em facilidades com o objetivo de melhorar o escoamento no Ativo estão em andamento. No decorrer dos meses de junho e julho, executamos uma série de *well services* que reduziram o *backlog* de poços aguardando reparo.

Os volumes demonstrados no gráfico abaixo representam a produção total de participação da Companhia (*Working Interest*) em barris de óleo equivalente segregados em petróleo e gás, incluindo os campos operados pela Companhia e a participação na produção da Jazida Compartilhada "Zona Água Grande – Bloco 2" entre as concessões Como e Bonsucesso, operada pela 3R Rio Ventura S.A..



Índice



**Ativo Bahia | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)****Mobilização de novos equipamentos e capacidade de execução**

Desde a conclusão da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, no final da 2019, a Companhia ampliou significativamente a sua base de ativos e, visando o melhor aproveitamento das oportunidades identificadas, iniciou um período de forte expansão com um aumento na realização de projetos de facilidades, atividades de *workover* e perfuração de novos poços que são responsáveis diretos pelo continuado crescimento da produção e do fator de recuperação das reservas da Companhia.

Para suportar essa expansão e visando redução de custos e ganhos de produtividade, dentro da estratégia de internalização de serviços usualmente contratados na indústria com empresas especializadas, a Companhia ampliou significativamente a sua frota de equipamentos (sondas de serviços e de perfuração, unidades de fraturamento, acidificação, *welltesting*, dentre outros.) necessários ao desenvolvimento da produção.

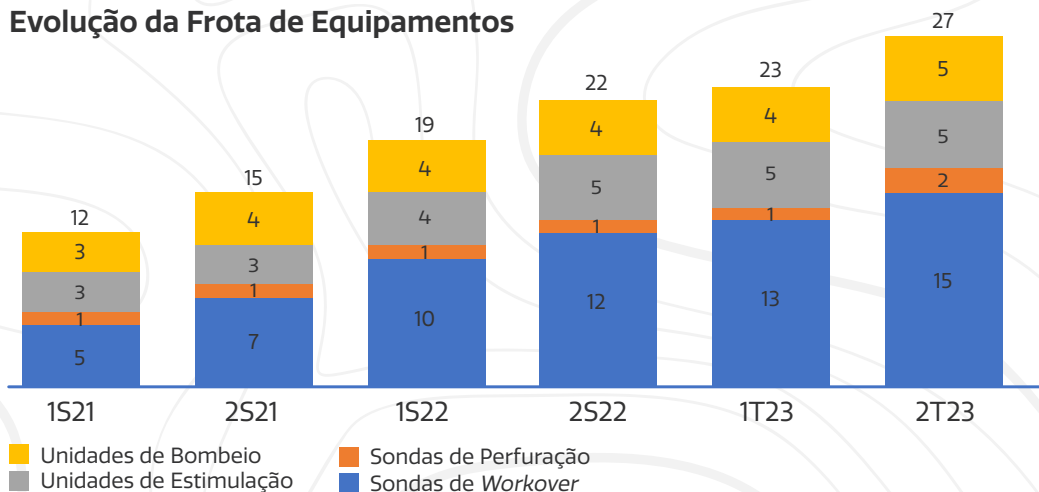
Neste período, duas sondas próprias de *workover*, uma unidade de cimentação (para o Ativo Bahia) e uma unidade de fraturamento passaram a integrar a Frota de Equipamentos da Companhia, com consequente desmobilização de uma unidade de fraturamento terceirizada.



Índice



Evolução da Frota de Equipamentos



A frota mobilizada de sondas em junho de 2023 inclui equipamentos próprios e alugados, operados com equipes próprias, e terceirizados.

Atualmente, dois equipamentos encontram-se em diferentes estágios de mobilização sendo uma Sonda própria de Perfuração Leve, uma Sonda própria de Perfuração Profunda, o que deve permitir a Companhia aumentar sua capacidade e eficiência operacional.

Escoamento e Comercialização

Petróleo

A Companhia possui contratos firmados para a venda de Petróleo com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, a 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. e a Dax Oil Refino S.A..

Os contratos estabelecidos com a Petrobras e a 3R Petroleum incluem a utilização da infraestrutura de *midstream* para escoamento da produção. Na região da Bahia, a transferência de custódia ocorre nos parques de transferência Recife e São Sebastião, que são propriedade da Petrobras. No Rio Grande do Norte, por sua vez, as transferências de custódia ocorrem na Estação de Estreito B e no terminal portuário do Ativo Industrial de Guamaré, os quais passaram a pertencer à 3R Petroleum em junho de 2023. Nos ativos da SPE Tiêta, a produção é escoada via carretas a partir das estações Tiê (Bahia) e Tartaruga (Sergipe).

Assim como no primeiro trimestre, durante o segundo trimestre de 2023, em decorrência da interdição do Polo Bahia Terra, o recebimento de petróleo no Parque São Sebastião se manteve suspenso, de modo que a Companhia continuou a transportar parte de sua produção do Ativo Bahia via carreta para a Estação São Roque, aumentando o fluxo de transferência via oleoduto para o Parque Recife. Mesmo após o retorno integral do Polo Bahia Terra, ocorrido ao longo do segundo trimestre, a transferência via dutos para o Parque São Sebastião ainda não foi retomada por questões operacionais da Petrobras.



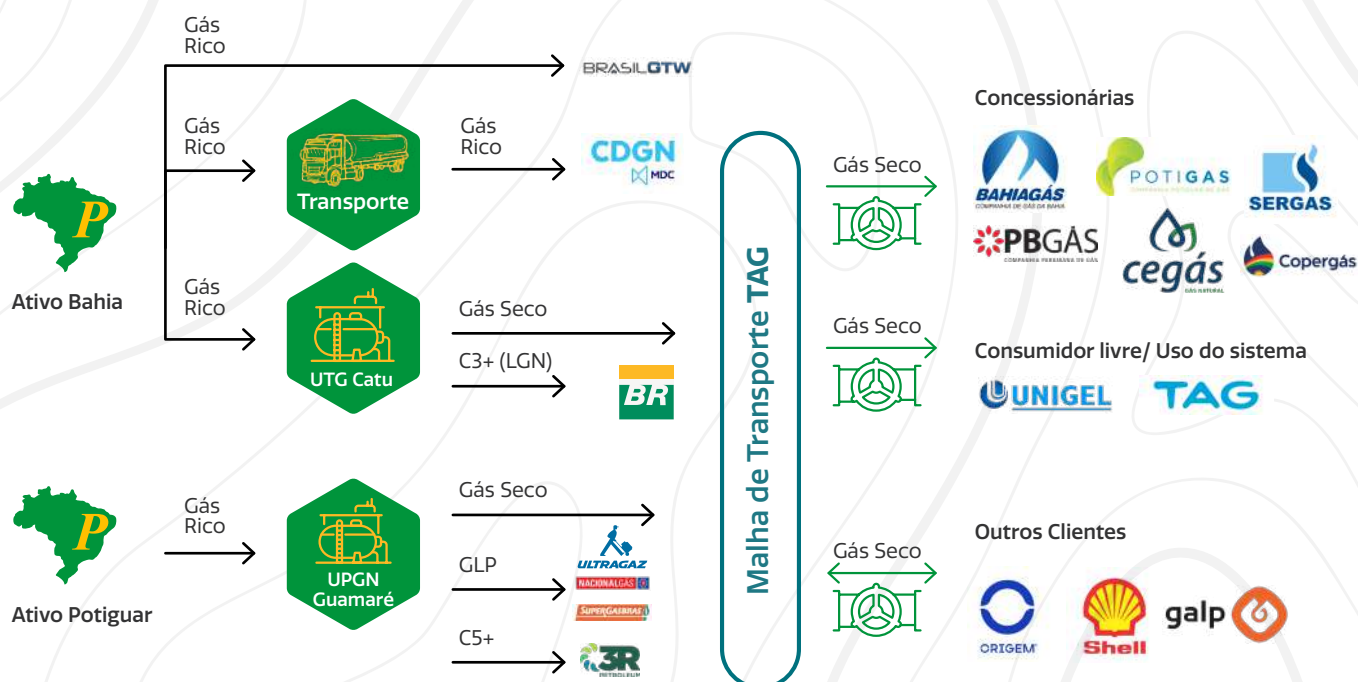
Índice



Gás Natural

Desde janeiro de 2022, a PetroReconcavo e suas controladas passaram a fornecer gás natural para distribuidoras estaduais de gás do nordeste brasileiro e para consumidores livres de gás natural. Além disso, passaram a comercializar sua produção de líquidos processados de gás natural. Atualmente, à exceção da SPE Tiêta, a Companhia tem a flexibilidade de comercializar o gás natural a partir de qualquer um de seus Ativos com todos os clientes atuais.

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



Índice

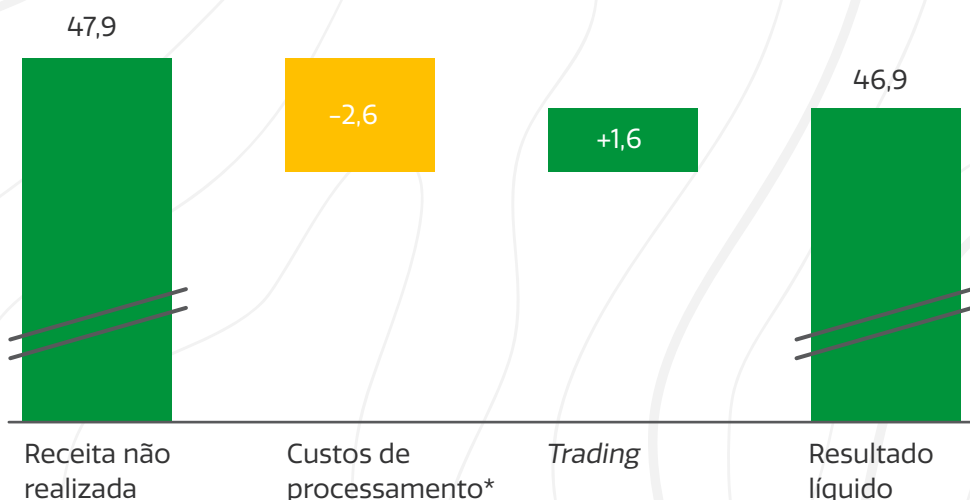




A Companhia avança na construção de uma Unidade de Tratamento de Gás do tipo Unidade de Adequação de Ponto de Orvalho para processamento de sua produção dos campos Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho de São Pedro com capacidade 400 mil m³ por dia e previsão de conclusão para o quarto trimestre de 2023. Este projeto tem como objetivo viabilizar a entrega de gás especificado na malha da Bahiagás, diretamente das instalações da Companhia, dispensando a utilização da infraestrutura da Petrobras (escoamento e processamento), e da TAG (transporte), resultando no aumento de capacidade de entrega de gás especificado na Bahia e redução dos custos de processamento.

Em linhas gerais, os resultados do trimestre demonstram uma queda de receita decorrente de menor volume comercializado, conforme explicado anteriormente, associado a uma redução no preço médio de realização, reflexo da queda do preço do barril do petróleo, ao qual alguns dos contratos de comercialização de gás natural é indexado, bem como à redução da venda de gás natural em contratos spot, com maior preço médio de comercialização. Os resultados financeiros do trimestre ainda foram impactados por eventos operacionais que limitaram escoamento e venda da produção no Rio Grande do Norte.

A Companhia estima um impacto de aproximadamente R\$46,9 milhões no resultado operacional do segundo trimestre de 2023 decorrente dos problemas de escoamento no Rio Grande do Norte. Estimamos uma receita não realizada de aproximadamente R\$47,9 milhões, calculada sobre um volume de gás seco e líquidos de gás natural não comercializados. Adicionalmente calculamos os custos para processamento e escoamento para os volumes adicionais estimados e o impacto das compras e vendas de gás realizadas para evitar falhas de fornecimento.



(*) Os custos adicionais de processamento e escoamento foram estimados a partir dos volumes equivalentes a receita não realizada descontados das penalidades e encargos adicionais incorridos no trimestre, em razão das falhas de suprimento e infração de limites de demanda contratada.



Índice





Maiores detalhes sobre os resultados são explicados a seguir em cada operação relacionada ao gás natural.

Após o encerramento do trimestre, a Companhia firmou um novo contrato para suprimento de gás natural com a Copergás, com vigência de 10 (dez) anos. O contrato é de modalidade firme e inflexível, com preço da Molécula atrelado ao preço do petróleo tipo *Brent*, sendo definidos preços piso e teto para a cotação do Petróleo, a qual possui cláusula para reajuste anual com base no índice de inflação americana (CPI-US). Os volumes firmes previstos são de 150.000 m³/dia de gás natural em 2024 e 250.000 m³/dia de gás natural de 2025 a 2033. O preço do gás do referido contrato será constituído pela soma do repasse do custo de transporte (Parcela de Transporte) com a Parcela da Molécula. O valor total estimado da Parcela da Molécula é de R\$ 1,6 bilhão.

Gás Rico

Durante o segundo trimestre de 2023, a Companhia manteve contratos de comercialização da produção de gás natural rico dos campos de Tiê e Tartaruga com a CDGN e Brasil GTW. É importante destacar que esses campos ainda não estão conectados à malha de gasodutos de escoamento, não podendo assim serem comercializados diretamente ao mercado de gás natural. No decorrer do trimestre, foram efetivamente comercializados 3,8 milhões de m³ de gás rico com esses clientes.



Índice

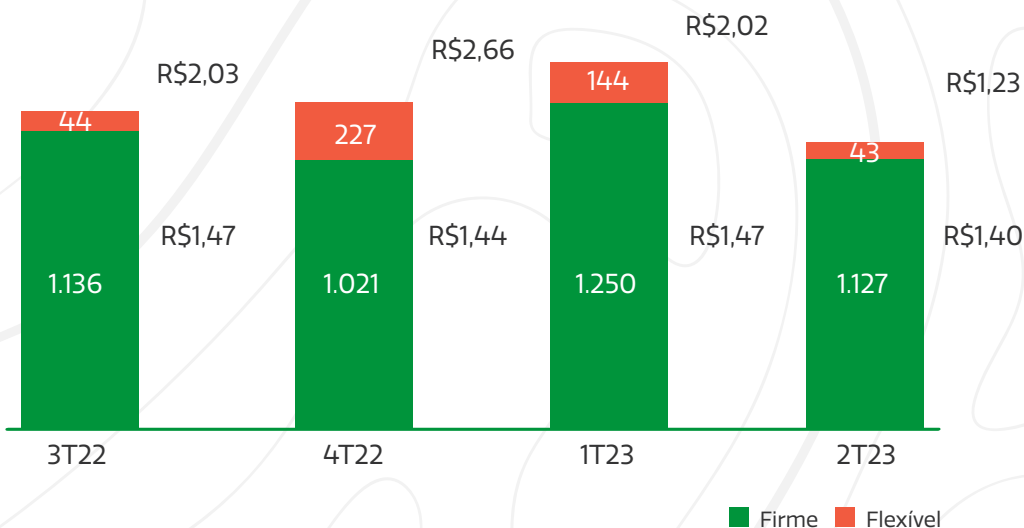




Gás Seco

No segundo trimestre de 2023 a Companhia possuía contratos com demanda firme de volumes da ordem de 1.266 mil m³/dia a um preço médio da molécula de R\$1,40/mil m³ (aproximadamente US\$7,58/MMBTU). Os volumes produzidos e comercializados no trimestre foram inferiores às demandas firmes contratadas. Para não incorrer em falhas de fornecimento a Companhia comprou gás de terceiros a um custo aproximado de R\$15 milhões de reais. Os volumes comercializados em volumes além dos compromissos firmes contratuais, no trimestre, referem-se a compromissos firmados com Bahiagás e Origem Energia no âmbito de compensação em contratos de permuta de gás, realizados para atendimento de demanda firme em dias quando houve restrições operacionais em infraestrutura de terceiros para escoamento da produção da Companhia.

Gás Natural Seco | Volume comercializado em Mm³/dia e preços médios em R\$/m³



Índice



Líquidos do Gás Natural

Desde janeiro de 2022, a Companhia comercializa sua produção de líquidos derivados do processamento do gás natural. Os volumes comercializados podem ter pequenas variações entre os volumes produzidos que podem ser armazenados em estoque. Os volumes produzidos seguem conforme tabela abaixo:

Líquidos Processados de Gás Natural | Volume Produzido por Trimestre

	Unidade	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23
C3+	Mm ³	11.808	14.594	17.149	17.056	18.328	19.885
GLP	toneladas	6.269	6.590	7.258	7.784	7.683	4.845
C5+	Mm ³	3.180	3.666	3.442	3.803	3.748	2.270

No 2T23 no Ativo Potiguar, a produção de GLP foi comercializada com as distribuidoras Ultragaz, Nacional Gás Butano e Supergasbras e o C5+ foi comercializado com a Petrobras e 3R Petroleum.

O volume de líquido de gás natural produzido na Bahia (C3+) foi comercializado com a Petrobras.



Índice



03

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Receita líquida	658.314	719.212	-8%	691.009	-5%	1.377.526	1.394.485	-1%
Custos e despesas	(276.125)	(335.030)	-18%	(246.362)	12%	(611.155)	(471.941)	29%
Royalties	(62.951)	(49.346)	28%	(64.776)	-3%	(112.297)	(127.934)	-12%
EBITDA	319.238	334.836	-5%	379.871	-16%	654.074	794.610	-18%
Depreciação, amortização e depleção	(145.186)	(103.923)	40%	(85.108)	71%	(249.109)	(155.040)	61%
Lucro Operacional	174.052	230.913	-25%	294.763	-41%	404.965	639.570	-37%
Resultado financeiro líquido	55.392	6.301	779%	(126.853)	-144%	61.693	59.002	5%
Impostos correntes	6.819	(45.468)	n.m.	(44.422)	n.m.	(38.649)	(95.509)	-60%
Impostos diferidos	(58.622)	7.767	n.m.	7.543	n.m.	(50.885)	(70.194)	-28%
Resultado líquido	177.641	199.513	-11%	131.031	36%	377.154	532.869	-29%

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia foi de R\$658 milhões no segundo trimestre de 2023, redução de 8% versus o 1T23.

Receita líquida (em milhares de R\$)

	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Petróleo								
Receita Bruta - Ativo Bahia	221.782	205.791	8%	225.852	-2%	427.573	430.401	-1%
Receita Bruta - Ativo Potiguar	372.482	372.887	0%	473.424	-21%	745.369	904.037	-18%
Instrumentos financeiros derivativos	(60.286)	(71.468)	-16%	(130.361)	-54%	(131.754)	(215.591)	-39%
Impostos sobre faturamento	(102.390)	(98.669)	4%	(139.518)	-27%	(201.059)	(239.560)	-16%
Receita Líquida com Petróleo	431.588	408.541	6%	429.397	1%	840.129	879.287	-4%
Gás Natural e subprodutos								
Receita bruta	282.286	382.777	-26%	329.303	-14%	665.063	655.437	1%
Impostos sobre faturamento	(55.560)	(72.106)	-23%	(67.691)	-18%	(127.666)	(140.239)	-9%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	226.726	310.671	-27%	261.612	-13%	537.397	515.198	4%
Receita Líquida Total	658.314	719.212	-8%	691.009	-5%	1.377.526	1.394.485	-1%



Índice





No segundo trimestre, a receita líquida de petróleo ficou 6% acima do trimestre anterior. No período, a produção de petróleo foi 12% superior ao trimestre anterior. Entretanto, o preço médio do petróleo tipo *Brent* foi de US\$78,39/bbl, 4% inferior ao preço médio observado no primeiro trimestre, enquanto a taxa média de câmbio observada ficou 5% abaixo.

Em 7 de junho, a Companhia firmou acordos com a 3R Petroleum, visando a comercialização de toda a produção de petróleo proveniente dos campos do Ativo Potiguar. Estes contratos trazem consigo termos mais vantajosos, caracterizados por descontos menores em relação aos contratos anteriormente mantidos com a Petrobras, e que ainda não estão plenamente refletidos no resultado do trimestre.

Em contrapartida, a desvalorização do barril de petróleo do tipo *Brent* resultou em um menor impacto nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No segundo trimestre de 2023, registramos uma perda de R\$60 milhões nessa rubrica, 16% menor que o trimestre anterior. No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 434 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$51,17/bbl.

A queda da receita de gás natural e subprodutos na comparação trimestral é explicada pelo fim do contrato de SWAP de gás com a Petrobras a partir de março de 2023 e pelas sucessivas interrupções no escoamento de gás natural até a UPGN Guamaré no Estado do Rio Grande do Norte. Como consequência dessas interrupções, parte da produção de gás natural não foi escoada, processada e, consequentemente, vendida. Adicionalmente, ainda devido a essas interrupções, a produção dos poços produtores de gás não associado no Ativo Potiguar foi interrompida. Considerando a redução no aproveitamento do gás produzido e o volume de gás não associado não produzido, estimamos uma perda na receita líquida de gás natural e subprodutos no trimestre no montante de R\$48 milhões.



Índice



Custos e despesas operacionais

A tabela abaixo apresenta algumas aberturas e comparativos dos custos e despesas.

Custos e Despesas (em milhares de R\$)								
	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Pessoal	66.633	65.988	1%	54.872	21%	132.621	102.909	29%
Serviços e Materiais	99.298	94.436	5%	65.115	52%	193.734	125.070	55%
Energia Elétrica	20.081	19.133	5%	15.963	26%	39.214	35.011	12%
Compra/Swap de gás	15.881	58.476	-73%	34.133	-53%	74.357	68.591	8%
Escoamento do gás	6.828	4.195	63%	2.580	165%	11.023	5.000	120%
Processamento do gás	48.835	37.188	31%	24.127	102%	86.023	45.799	88%
Transporte de gás	35.425	42.502	-17%	33.506	6%	77.927	63.535	23%
Outros custos e despesas	(16.856)	13.112	n.m.	16.066	n.m.	(3.744)	26.026	n.m.
Total	276.125	335.030	-18%	246.362	12%	611.155	471.941	29%

Os custos e despesas reduziram 18% quando comparados ao primeiro trimestre de 2023, passando de R\$335 milhões no trimestre anterior para R\$276 milhões no segundo trimestre do ano.

Os custos e despesas de serviços, consultorias, aluguéis e materiais aumentaram em R\$5 milhões ou 5%, passando de R\$94 milhões no primeiro trimestre de 2023, para R\$99 milhões no segundo trimestre de 2023. Esse aumento pode ser explicado, principalmente, pelos seguintes motivos.

- (a) No segundo trimestre, com uma maior disponibilidade de sondas, os custos com reparo de poços aumentaram cerca de R\$24 milhões. No primeiro trimestre, foram priorizadas as intervenções em *workovers*. Entre abril e junho, foram reparados poços que estavam no *backlog* de intervenções, especialmente no Ativo Bahia, contribuindo para o incremento de produção verificado a partir desse trimestre;
- (b) Por outro lado, no primeiro trimestre houve o reconhecimento de honorários a assessores que auxiliaram a Companhia no processo de aquisição da Maha Energy Brasil no montante de R\$11 milhões. Essa foi uma despesa não recorrente, contribuindo positivamente no segundo trimestre;
- (c) Adicionalmente, o resultado dos créditos presumidos de ICMS no Ativo Bahia no trimestre impactou positivamente em cerca de R\$10 milhões;



Índice





Os custos com compra e com o *swap* do gás reduziram 73% no segundo trimestre, quando comparados com o trimestre anterior, o equivalente a aproximadamente R\$43 milhões. O principal motivo para essa redução foi o fim dos contratos de *swap* de gás, que se encerrou no mês de fevereiro. O valor do *swap* contabilizado no custo foi de R\$39 milhões no primeiro trimestre, algo que não se repetiu no segundo trimestre de 2023. Adicionalmente, o total de compra de gás de terceiros, estratégia adotada em momentos de oportunidades de *trading* casado ou para evitar penalidades por descumprimento de entrega de demanda contratada, em períodos em que a infraestrutura de terceiros esteve indisponível, reduziu de R\$20 milhões no primeiro trimestre, para R\$16 milhões no trimestre subsequente.

Em compensação, com o fim dos contratos de *swap* de gás, passamos a ter contratos para escoamento e processamento para o gás natural produzido no Ativo Bahia. Isso explica a variação positiva observada nessas duas linhas de custo no segundo trimestre de 2023. No Ativo Bahia, os custos de processamento e escoamento de gás natural no segundo trimestre foram de R\$32 milhões no segundo trimestre, representando um aumento de R\$23 milhões quando comparado ao trimestre anterior. Esse aumento foi contrabalanceado por uma redução de R\$9 milhões nos custos com escoamento e processamento de gás natural no Ativo Potiguar, devido às restrições operacionais para o escoamento do gás natural já mencionadas anteriormente.

Já nos custos com transporte de gás, houve uma redução de R\$7 milhões, ou 17%, quando comparado ao primeiro trimestre do ano. Essa redução se explica pela queda na produção de gás no Ativo Bahia, bem como pelas restrições operacionais para o escoamento do gás natural.

Cabe salientar que os custos e despesas do 2T23 ainda foram impactados por gastos extraordinários associados ao takeover da SPE Tiêta e em decorrência da interdição do Polo Bahia Terra, bem como despesas pré-operacionais relacionadas à mobilização de novos equipamentos.

Por fim, na linha de outros custos e despesas, as variações são explicadas por finalização do processo de arbitragem cível movida pela Companhia, ocasionando um recebimento adicional de cerca de R\$15 milhões no trimestre, bem como por recuperação de créditos tributários efetuados na controlada Potiguar E&P.



Índice





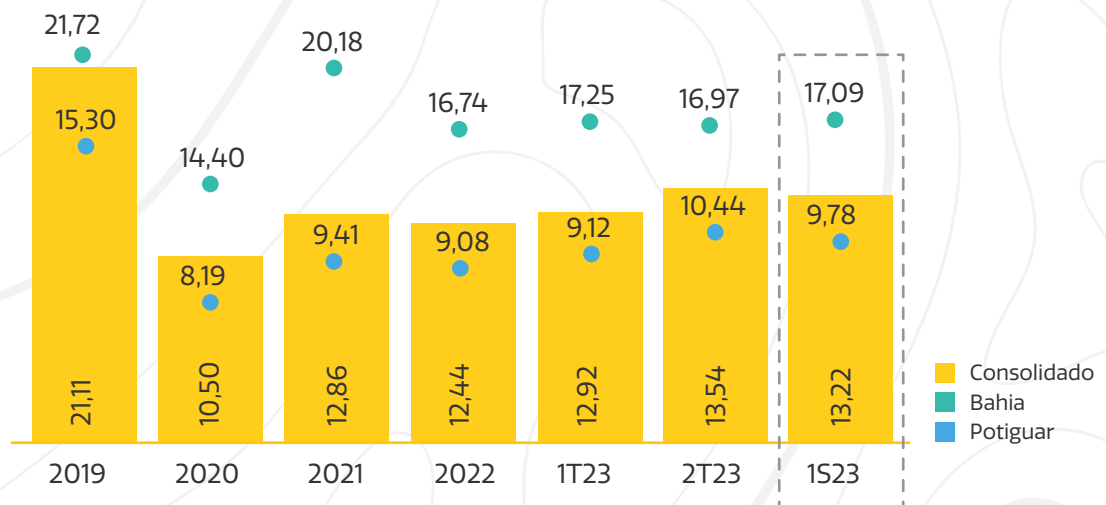
Custo médio de produção – *lifting cost* (em US\$/BOE)

O cálculo do custo médio de produção (*lifting cost*) é a soma dos custos totais de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento, escoamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em barris de óleo equivalente (BOE).

O custo médio de produção do segundo trimestre de 2023 foi de US\$13,54, um aumento de 5% versus o trimestre anterior. O *lifting cost* em reais ficou estável entre os trimestres e a variação em dólares é decorrente de uma redução de 5% na taxa de câmbio no período.

A 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.

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



Índice



Resultado financeiro, líquido (em milhares de R\$)

	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Receitas financeiras	14.872	10.888	37%	6.336	135%	25.760	10.622	143%
Despesas financeiras	(21.116)	(24.454)	-14%	(26.212)	-19%	(45.570)	(49.392)	-8%
Variações cambiais, líquidas	61.636	19.867	210%	(106.978)	n.m.	81.503	97.772	-17%
Resultado financeiro, líquido	55.392	6.301	779%	(126.853)	n.m.	61.693	59.002	5%

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido no segundo trimestre de 2023 foi de R\$55 milhões, comparado com um resultado de R\$6 milhões no trimestre anterior.

No período, as receitas financeiras foram de R\$15 milhões, contra R\$11 milhões do período anterior. No período, foram reconhecidas receitas de financeiras de R\$5 milhões, pela atualização monetária dos valores recebidos ao fim da arbitragem cível movida pela Companhia.

Adicionalmente, com a apreciação do real frente ao dólar, a variação cambial no trimestre foi positiva, a variação cambial no período foi de R\$62 milhões. 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\$ reduziu cerca de 5% no período, passando R\$ 5,07 em 31 de março de 2023 para R\$ 4,82 em 30 de junho de 2023.



Índice



Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social (em milhares de R\$)								
	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Correntes	6.819	(45.468)	n.m.	(44.422)	n.m.	(38.649)	(95.509)	-60%
Diferidos	(58.622)	7.767	n.m.	7.543	n.m.	(50.855)	(70.194)	-28%
Total	(51.803)	(37.701)	37%	(36.879)	40%	(89.504)	(165.703)	-46%

As despesas com imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido refletem o resultado no período. O resultado tributável, que parte do lucro contábil e passa por adições e exclusões determinadas pela legislação tributária, foi "positivo" no trimestre, devido principalmente à adoção pela Companhia do regime de depreciação acelerada facultado às empresas de petróleo e gás, fazendo com que os impostos correntes ficassem credores. Adicionalmente, as despesas com impostos diferidos no trimestre são explicadas, basicamente, pela variação cambial não realizada, que gerou um imposto diferido passivo.



Índice





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

	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	229.444	237.214	-3%	167.910	37%	466.658	698.572	-33%
Depreciação, amortização e depleção	145.186	103.923	40%	85.108	71%	249.109	155.040	61%
Juros e variações cambiais, líquidas	(70.878)	(4.330)	1537%	127.258	n.m.	(75.208)	(66.295)	13%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	28.691	59.514	-52%	27.844	3%	88.205	72.963	21%
Valor justo do "hedge" no resultado	60.286	71.468	-16%	130.361	-54%	131.754	215.591	-39%
Outros ajustes e variações ao lucro	2.874	6.798	-58%	2.103	37%	9.672	9.059	7%
Variação de ativos e passivos	16.676	52.691	-68%	47.700	-65%	69.367	(136.287)	n.m.
Juros pagos	(258)	(23.951)	-99%	(10.159)	-97%	(24.209)	(22.353)	8%
Pagamento de contratos de "hedge"	(60.286)	(71.468)	-16%	(130.361)	-54%	(131.754)	(215.591)	-39%
IR e CSLL pagos	(29.411)	(33.826)	-13%	(62.782)	-53%	(63.237)	(92.143)	-31%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	322.324	398.033	-19%	384.982	-16%	720.357	618.556	16%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(325.084)	(397.155)	-18%	(317.513)	2%	(722.239)	(531.924)	36%
Aplicações financeiras	25.767	502.207	-95%	(828.337)	n.m.	527.974	(848.428)	n.m.
Aquisição da SPE Tieta, líquida do caixa recebido	-	(472.255)	n.m.	-	n.m.	(472.255)	-	n.m.
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(299.317)	(367.203)	-18%	(1.145.850)	-74%	(666.520)	(1.380.352)	-52%
Captação de financiamento	-	-	n.m.	-	n.m.	-	-	n.m.
Pagamento de financiamentos, arrendamentos e valores a pagar por aquisições	(7.134)	(182.729)	-96%	(107.021)	-93%	(189.863)	(168.390)	13%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	1.131	672	68%	996.920	-100%	1.803	997.109	-100%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	-	(4.055)	n.m.	8	n.m.	(4.055)	39	n.m.
Dividendos e JCP pagos	(132.790)	-	n.m.	(39.686)	235%	(132.790)	(39.686)	235%
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(138.793)	(186.112)	-25%	850.221	n.m.	(324.905)	789.072	n.m.
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	(426)	226	n.m.	(821)	-48%	(200)	564	n.m.
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(116.212)	(155.056)	-25%	88.532	n.m.	(271.268)	27.840	n.m.



Índice





O caixa gerado pelas atividades operacionais reduziu 19% no segundo trimestre de 2023 quando comparado ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional explanado acima nesse relatório.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$299 milhões no segundo trimestre de 2023, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$325 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para incremento da produção e em perfurações de novos poços e no aumento do almoxarifado de inversões fixas, devido à compra de materiais para o programa de investimentos da Companhia;
- (II) No segundo trimestre de 2023, tivemos resgates líquidos de aplicações financeiras no montante de R\$26 milhões;



Índice



A tabela abaixo demonstra o total do caixa aplicado nas atividades de investimento no ativo imobilizado e intangível da Companhia:

Capex 2T23 (em R\$MM)	Adições	Transferências	Subtotal	Baixas	Total
Desenvolvimento de Novas Reservas	151	55	206	(1)	205
Almoxarifado de inversões fixas	112	(29)	83	(31)	52
Direito de produção de óleo e gás	-	-	-	-	-
Gastos exploratórios	-	-	-	-	-
Demais ativos fixos e intangíveis	62	(26)	36	2	38
Total	325	-	325	(30)	295

O aumento na linha de Almoxarifado de inversões fixas reflete a aquisição de equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção. Por entender a importância de buscar eficiência em uma estratégia de *Supply Chain* integrada, a Companhia promoveu uma reestruturação organizacional, transferindo a área de Materiais e Logística para reporte à estrutura do CFO, e já verificamos uma desaceleração nas adições ao almoxarifado para inversões fixas com expectativas de redução para os próximos trimestres.

A variação na linha de Demais Ativos Fixos e Intangíveis reflete o pagamento pela aquisição de novos equipamentos, em especial as Sondas de Perfuração e *Workover*, em diferentes estágios de mobilização.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$139 milhões no segundo trimestre de 2023, com destaque para o pagamento de dividendos e residual de JCP de 2022.



Índice



04

Outros destaques do balanço

Em 30 de junho de 2023, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$785 milhões. 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\$)					
	30/06/23	31/12/22	Δ%	31/03/23	Δ%
FINEP	-	331	n.m.	-	n.m.
Empréstimos bancários	624.607	670.168	-7%	643.114	-3%
Custos a amortizar	(15.993)	(14.918)	7%	(14.891)	7%
Valores a pagar de aquisições	958.495	918.272	4%	1.010.049	-5%
Dívida bruta	1.567.109	1.573.853	0%	1.638.272	-4%
Caixa e equivalentes de caixa	89.760	361.028	-75%	205.972	-56%
Aplicações financeiras	695.724	1.250.163	-44%	721.065	-4%
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	781.625	(37.338)	n.m.	711.235	10%
EBITDA últimos 12 meses	1.468.884	1.609.420	-9%	1.529.517	-4%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,53 x	-0,02 x	0,56 x	0,47 x	0,07 x

A dívida líquida no segundo trimestre de 2023 atingiu R\$782 milhões, impactada pela aquisição da Maha Energy Brasil, ocorrida no primeiro trimestre, que contribuiu tanto para a diminuição do caixa, como para o aumento dos valores a pagar por aquisições, quando comparados à data de 31 de dezembro de 2022.



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 2023, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de *hedge*:

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/06/2023	Quantidade 30/06/2023	Valor justo dos instrumentos de "hedge" 30/06/2023
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	51,90	453.000	(50.587)
De 3 a 6 meses	55,77	446.750	(40.135)
De 6 a 12 meses	57,45	680.750	(51.662)
De 1 a 2 anos	59,66	331.500	(19.635)
Total	56,13	1.912.000	(162.019)

O volume médio total de barris *hedgeados* para o ano de 2023, conforme tabela acima, é de aproximadamente 4.890 bopd, ou cerca de 18,8% da produção média total da Companhia no 2T23 que foi de 26.045 boepd. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção *hedgeada* corresponde a 31,4% da produção média de petróleo da Companhia no 2T23 que foi de 15.569 bopd.



Índice



05

SSMS & ASG

Divulgamos nosso segundo Relatório de Sustentabilidade de acordo com a metodologia da *Global Reporting Initiative* (GRI). Nesta edição, apresentamos uma descrição clara e transparente dos principais projetos, iniciativas e resultados alcançados ao longo de 2022, nas dimensões social, ambiental, climática e econômica. Nosso objetivo é fornecer informações relevantes para os públicos envolvidos com a Companhia, reforçando nossa visão de sermos a operadora de óleo e gás mais segura, eficiente e lucrativa do país. Para conferir o relatório da íntegra [clique aqui](#).

No segundo trimestre de 2023, continuamos fortalecendo a nossa Cultura de Segurança com a promoção de diversas iniciativas como a Campanha Maio Amarelo, e o *Workshop* de Contratadas nos ativos Bahia e Potiguar, com o objetivo de disseminar informações sobre as diretrizes de contratação de fornecedores, considerando os requisitos de SSMS e gestão de riscos para a Companhia.

Após o encerramento do trimestre, promovemos a Semana do Meio Ambiente, cujo tema foi: "Desperdício Zero", estando em total alinhamento com as nossas diretrizes de austeridade e de redução da geração de resíduos. Durante esse evento promovemos palestras sobre o tema, reforçando compromisso com a conscientização e ações práticas para um ambiente mais sustentável.

No Ativo Potiguar, a celebração do Dia Internacional do Meio Ambiente, promoveu a plantação de mudas nas comunidades locais. A oficina abordou técnicas de cultivo de verduras e legumes, além de realizar o plantio de mudas de árvores nativas próximas às escolas com a participação de cerca de 100 pessoas.

No Ativo Bahia, realizamos iniciativas voltadas para a conscientização ambiental nas escolas das comunidades no entorno das nossas operações e no Programa Ciranda Viva. Iniciamos o Ciranda do Protagonismo, um projeto de empregabilidade com oficinas e cursos de formação profissional de curta duração com o objetivo de estimular o empreendedorismo, o trabalho e a geração de renda nas comunidades.



Índice



Em maio, durante o evento Bahia Oil & Gas Energy, fomos premiados em 1º lugar no programa "ABPIP Impulsiona", que reconhece as empresas do setor que mais contribuíram, propuseram e participaram das ações da associação.

Em junho, o Conselho de Administração elegeu os membros da diretoria, presidente e vice-presidente do Conselho de Administração bem como os membros do Comitê de Auditoria para um mandato de dois anos, até a realização da Reunião do Conselho de Administração subsequente à Assembleia Geral Ordinária que deliberará acerca das demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Para garantir que questões críticas relacionadas a temas e práticas ESG sejam de conhecimento do Conselho, foi aprovada a alteração na composição do Comitê de Gestão de Pessoas, que passou a ser denominado Comitê de Pessoas e ESG e tem como objetivo acompanhar assuntos relacionados à sustentabilidade, recursos humanos e governança, provendo recomendações para deliberação ao Conselho sobre estes temas.

A Companhia, após o encerramento do trimestre, participou da criação do HUB ODS Bahia, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado da Bahia e do Pacto Global da ONU que tem como desenvolver ações visando o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 2023.

Por fim, lançamos o Programa Juntos Somos Mais – Unidos Pela Diversidade, Equidade e Inclusão, refletindo a nossa aspiração em ser uma Companhia onde a cultura de Diversidade, Equidade e Inclusão esteja presente em todos os níveis. Através desse programa buscamos contribuir para uma sociedade mais justa, equitativa, com maior respeito e igualdade. O programa foca em quatro pilares fundamentais: equidade de gênero, LGBTQIA+, inclusão de pessoas com deficiência e valorização da diversidade étnico-racial.



Índice



voltar



ri.petroreconcavo.com.br