

Divulgação dos Resultados

2T26

Teleconferência de Resultados

Sexta-feira, 07 de agosto de 2026
10h (BRT) | 9h (EST)

Webinar: [Clique aqui](#)

SUMÁRIO

1.	DESTAQUES	4
2.	PRINCIPAIS EVENTOS DO PERÍODO	5
3.	OPERACIONAL	6
3.1	Produção	6
3.2	Sondas e Serviços (RSO)	7
3.3	Midstream.....	7
4.	COMERCIALIZAÇÃO	8
5.	PERFORMANCE FINANCEIRA	10
5.1	Receita Líquida	10
5.2	Hedge de Petróleo	10
5.3	Custos e Despesas operacionais	12
5.4	Lifting Cost.....	12
5.5	Royalties	13
5.6	EBITDA e Lucro Operacional	13
5.7	Netback.....	13
5.8	Resultado Financeiro	14
5.9	Lucro Líquido	15
5.10	Fluxo de Caixa.....	15
5.11	Investimentos	17
5.12	Endividamento	18
6.	SUSTENTABILIDADE.....	19
7.	PERFORMANCE DA AÇÃO.....	20
8.	DISTRIBUIÇÃO DE PROVENTOS	21

O segundo trimestre de 2026 foi marcado pela intensificação do cenário de instabilidade geopolítica iniciado no trimestre anterior, com reflexos diretos sobre o mercado internacional de petróleo, combinando volatilidade nos preços do barril, incertezas no cenário macroeconômico global e oscilações relevantes nos mercados financeiros. Nesse contexto, seguimos concentrados na execução disciplinada de nossa estratégia, com foco na eficiência operacional, na otimização da estrutura de custos e na geração de valor de longo prazo.

A Companhia registrou Receita Líquida de R\$ 808 milhões, EBITDA de R\$ 396 milhões e Lucro Líquido de R\$ 203 milhões no trimestre. Os resultados refletem não apenas a resiliência do nosso modelo de negócios, mas também avanços importantes na captura de valor da produção, especialmente com a melhora das condições comerciais para venda de petróleo no Ativo Potiguar, que contribuíram para uma redução relevante dos descontos observados ao longo do período.

A geração consistente de caixa e a manutenção de uma estrutura de capital sólida permaneceram como prioridades da Companhia. Encerramos o trimestre com alavancagem de 1,01x Dívida Líquida/EBITDA, preservando flexibilidade financeira para a execução de nossa estratégia e para a remuneração dos acionistas. Reafirmando nosso compromisso com a disciplina financeira e a geração de retornos consistentes, em maio, realizamos o pagamento de R\$ 100 milhões em Juros sobre Capital Próprio (JCP) e agora anunciamos uma nova distribuição de R\$ 100 milhões em JCP, além dos dividendos já declarados de R\$ 100 milhões que serão pagos em dezembro de 2026.

No campo operacional, seguimos avançando na execução dos projetos de recuperação secundária, com destaque para a ampliação das iniciativas de injeção de água nos polos Miranga, na Bahia, e Sabiá e Riacho da Forquilha no Ativo Potiguar. Essas iniciativas seguem alinhadas à estratégia de maximização do fator de recuperação dos reservatórios e da geração de valor dos ativos no longo prazo.

Seguimos avançando de forma consistente na agenda ESG. Em junho, publicamos nosso Relatório de Sustentabilidade 2025, evidenciando a integração dos temas ESG à estratégia e ao modelo de negócios da Companhia, com foco em segurança, mudanças climáticas, gestão ambiental, pessoas, ética e governança.

Reforçando nosso compromisso com a integridade e a transparência, a PetroReconcavo também recebeu o reconhecimento Empresa Pró-Ética 2025-2026, promovido pela Controladoria-Geral da União (CGU) em parceria com o Instituto Ethos. Com essa conquista, passamos a integrar um seleto grupo de empresas reconhecidas nacionalmente por suas práticas de integridade, sendo a única empresa da Bahia e a única do Nordeste do setor de óleo e gás contemplada nesta edição.

O cenário atual continua exigindo disciplina, eficiência e rigor na alocação de capital. Seguimos confiantes na capacidade da PetroReconcavo de executar sua estratégia, capturar oportunidades de geração de valor e enfrentar os desafios do setor, apoiados por uma base de ativos resiliente, excelência operacional e uma sólida posição financeira.

José Firmo



1. DESTAQUES

Salvador, 6 de agosto de 2026 – A PetroReconcavo S.A. (B3: RECV3) apresenta os resultados do segundo trimestre (2T26) e do acumulado ("1S26" ou "acumulado") de 2026. Os dados estão consolidados em milhares de reais (R\$ mil), conforme práticas contábeis brasileiras e normas internacionais IFRS, salvo indicação em contrário.



Produção média

24,1 mil barris de óleo equivalente ("boe")/dia no 2T26, redução de 1% vs. 1T26; e 24,2 mil boe/dia no 1S26, redução 11% vs. 1S25.



Brent e Dólar médios

Dated Brent médio de US\$ 103,85/bbl no 2T26, aumento de 28% vs. 1T26. Dólar médio de R\$ 5,05, 4% menor vs. 1T26.



Receita Líquida¹

R\$ 808 milhões no trimestre, aumento de 18% vs. 1T26; e R\$ 1,5 bilhão no 1S26, redução de 10% vs. 1S25.



EBITDA

R\$ 396 milhões no trimestre, aumento de 28% vs. 1T26; e R\$ 706 milhões no 1S26, redução de 11% vs. 1S25.



Lucro Líquido

R\$ 203 milhões no 2T26, aumento de 64% vs. 1T26; e R\$ 326 milhões no 1S26, redução de 30% vs. 1S25.



Capex

R\$ 193 milhões no 2T26, redução de 2% vs. 1T26; e R\$ 390 milhões no 1S26, redução de 37% vs. 1S25.



Geração de Caixa Livre²

R\$ 74 milhões no trimestre, redução de 8% vs. 1T26; e R\$ 154 milhões no 1S26, 7% maior que no 1S25.



Dívida Líquida

R\$ 1,4 bilhão de Dívida Líquida, representando alavancagem de 1,01x.



Proventos / JCP

R\$ 100 milhões pagos em 28 de maio; e R\$ 100 milhões a serem pagos em 27 de agosto.



Precificação da venda de petróleo

Aditivos ao contrato com impacto positivo no trimestre e novo contrato de longo de prazo com a Brava no Rio Grande do Norte.

Principais Indicadores (R\$ Mil ³)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Líquida	807.943	684.456	18%	806.302	0,2%	1.492.399	1.667.054	-10%
EBITDA	396.094	310.270	28%	373.772	6%	706.364	797.619	-11%
Margem EBITDA	49,0%	45,3%	3,7 p.p.	46,4%	2,7 p.p.	47,3%	47,8%	-0,5 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	1,01 x	1,04 x	-0,03 x	0,78 x	0,23 x	1,01 x	0,78 x	0,23 x
Lucro Líquido	202.683	123.797	64%	238.139	-15%	326.480	465.668	-30%
Margem Líquida	25,1%	18,1%	7,0 p.p.	29,5%	-4,4 p.p.	21,9%	27,9%	-6,1 p.p.
Capex	192.984	197.322	-2%	366.682	-47%	390.290	615.289	-37%
Fluxo de Caixa Livre ²	74.003	80.094	-8%	(99.864)	n.m.	154.097	107.353	44%
Fluxo de Caixa Livre ² , excl. investimentos de <i>midstream</i>	74.003	80.094	-8%	(62.864)	n.m.	154.097	144.353	7%
Produção Média Bruta (boe/dia)	24.101	24.367	-1%	27.367	-12%	24.233	27.314	-11%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 16,80	\$ 15,82	6%	\$ 13,88	21%	\$ 16,30	\$ 13,90	17%
Preço Médio de Realização do Óleo excl. <i>Hedge</i> (US\$/boe)	\$ 93,57	\$ 68,89	36%	\$ 58,56	60%	\$ 81,13	\$ 63,06	29%
Preço Médio de Realização do Gás (US\$/MMBTU)	\$ 10,26	\$ 9,36	10%	\$ 9,26	11%	\$ 9,80	\$ 9,04	8%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,05	R\$ 5,26	-4%	R\$ 5,67	-11%	R\$ 5,15	R\$ 5,76	-11%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 103,85	\$ 81,13	28%	\$ 67,88	53%	\$ 92,31	\$ 71,87	28%

¹ Descontados os efeitos do Hedge NDF.

² Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível. Exclui também investimentos de *midstream*.

³ Ressalvadas as indicações em contrário.



2. PRINCIPAIS EVENTOS DO PERÍODO

- Em 27 de abril, a Companhia obteve pelo segundo ano consecutivo, a certificação Great Place to Work no ciclo 2026, reforçando seu compromisso com um ambiente de trabalho seguro, ético e colaborativo;
- Em 28 de abril, foi aprovado o 4º Programa de Recompra de Ações da Companhia para a aquisição de até 1.500.000 (um milhão e quinhentas mil) ações, com validade até 28 de outubro de 2027;
- Em 7 de maio, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP) no valor bruto de R\$ 100 milhões, com data-com em 18 de maio e pagamento em 28 de maio;
- A Companhia comunicou, em 7 de maio, a celebração de aditivos aos contratos de venda de petróleo com a Brava Energia com vigência a partir de 1º de abril, que reduzem o desconto na parcela fixa média dos contratos atuais, além de atualização dos mecanismos de ajuste variável. Adicionalmente, no início de agosto, foi celebrado um novo contrato de comercialização de petróleo com vigência de 01 de outubro de 2026 até 31 de dezembro de 2030, com compromisso mínimo de compra e venda de 50% da produção, revisão da metodologia de precificação que melhora conforme os volumes entregues, ampliando a previsibilidade e a flexibilidade comercial da Companhia.
- Em 17 de junho, a Companhia publicou seu Relatório de Sustentabilidade 2025, elaborado em conformidade com os padrões GRI e SASB. O documento apresenta a evolução da estratégia ESG da Companhia e sua integração ao modelo de negócios, evidenciando como temas relacionados à segurança, mudanças climáticas, gestão ambiental, pessoas, ética e governança estão incorporados à tomada de decisão e à gestão de riscos. O relatório também reforça o compromisso da Companhia com a transparência e com a geração de valor sustentável para acionistas, colaboradores, comunidades e demais stakeholders;
- Em 01 de julho, a Companhia recebeu o reconhecimento Empresa Pró-Ética 2025-2026, iniciativa da Controladoria-Geral da União (CGU) e do Instituto Ethos, reforçando seu compromisso com elevados padrões de integridade, ética, transparência e governança corporativa; e
- Em 06 de agosto, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP) no valor bruto de R\$ 100 milhões, com data-com em 17 de agosto e pagamento em 27 de agosto.

3. OPERACIONAL

3.1 Produção

A produção média registrada no trimestre foi de 24,1 mil boe/dia, redução de 1% em relação ao 1T26. O desempenho do trimestre foi marcado por produção estável no Ativo Potiguar, enquanto o Ativo Bahia apresentou queda de 2% na produção.

Produção (boe/dia)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Óleo	7.629	7.639	0%	8.885	-14%	7.634	8.742	-13%
Gás	4.724	4.719	0%	4.829	-2%	4.721	4.789	-1%
Ativo Potiguar	12.353	12.357	0%	13.714	-10%	12.355	13.531	-9%
Óleo	6.045	6.155	-2%	7.455	-19%	6.100	7.585	-20%
Gás	5.703	5.854	-3%	6.198	-8%	5.778	6.199	-7%
Ativo Bahia	11.747	12.009	-2%	13.652	-14%	11.878	13.784	-14%
Óleo	13.674	13.794	-1%	16.339	-16%	13.734	16.326	-16%
Gás	10.427	10.573	-1%	11.027	-5%	10.499	10.988	-4%
Total	24.101	24.367	-1%	27.367	-12%	24.233	27.314	-11%

Nota: Produção Média Diária Bruta de Participação da Companhia (Working Interest).

Ativo Bahia

O Ativo Bahia registrou produção média de 11,7 mil boe/dia no trimestre, representando redução de 2% em relação ao 1T26. O desempenho do período foi impactado, principalmente, pela menor produção dos campos de Miranga e Tiê, que apresentaram reduções de 4% e 10%, respectivamente, parcialmente compensadas pelo incremento de 6% na produção de Remanso, decorrente dos workovers realizados.

Em Miranga, a redução observada no trimestre decorreu, principalmente, de paradas preventivas de manutenção no sistema de compressão do polo, realizadas em maio, além de eventos elétricos que afetaram temporariamente a produção.

Em Tiê, o desempenho refletiu falhas operacionais em poços de alta vazão, parcialmente mitigadas pela recuperação observada ao longo de junho, impulsionada pelos resultados da campanha de workovers.

Em linha com a estratégia de recuperação secundária dos reservatórios, a Companhia converteu dois poços em injetores de água durante o trimestre e retornou à operação um terceiro poço injetor em Miranga, ampliando a repressurização dos campos. No Polo Remanso, uma série de intervenções de recuperação de integridade em poços injetores foi realizada, com consequente recuperação de volumes injetados nos reservatórios da formação Taquipe. No Polo Tiê, foram realizados trabalhos de abertura de novas zonas e otimização dos volumes injetados entre as formações Água Grande e Sergi, atingindo novos patamares de taxa de reposição de fluidos nos reservatórios. Também em Tiê, a Companhia iniciou em abril um piloto de injeção de polímeros na formação Água Grande, com o objetivo de otimizar o varrido do reservatório e aumentar a eficiência do projeto de injeção de água.

Ativo Potiguar

O Ativo Potiguar registrou produção média de 12,4 mil boe/dia no trimestre, estável em relação ao 1T26. O desempenho foi impactado por eventos de interrupção temporário de fornecimento de energia elétrica nos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, Riacho da Forquilha e Lorena, além de uma parada não programada na estação de Livramento. O período também refletiu a normalização dos volumes após intervenções realizadas anteriormente e falhas pontuais em poços produtores.

Esses impactos foram gradualmente mitigados por ações operacionais e intervenções corretivas, somados aos resultados positivos dos workovers realizados nos campos de Livramento e Juazeiro, que contribuíram para sustentar a produção. Além disso, em junho, entrou em operação um novo poço produtor no campo de Cachoeirinha.

Em linha com a estratégia de recuperação secundária dos reservatórios, a Companhia converteu quatro poços em injetores, sendo dois em Riacho da Forquilha e outros dois no complexo Sabiá, além da entrada em operação de um novo poço injetor em Boa Esperança, ampliando o alcance da estratégia de repressurização dos reservatórios no ativo.

3.2 Sondas e Serviços (RSO)

A Companhia conta com uma frota de sondas ampla e diversificada, assegurando suporte eficiente ao desenvolvimento das reservas e reduzindo riscos associados à volatilidade de preços e à escassez do mercado onshore. A Companhia encerrou o 2T26 com 11 sondas próprias de workover em operação. No trimestre, foram realizados 49 projetos de workovers, sendo 36 no Ativo Potiguar e 13 no Ativo Bahia.

A Companhia dispõe de duas sondas de perfuração em atividades no período, sendo a PR-21 para atividades próprias e a PR-14 em atividade para terceiros. A PR-04 permanece hibernada (*cold stack*).

A PR-21 deu continuidade à campanha de perfurações no Ativo Potiguar, onde realizou a perfuração de um poço produtor em Cachoeirinha, além da completação de um poço injetor em Boa Esperança, perfurado ao longo do 1T26.

A PR-14 manteve-se em operação para parceiros, tendo concluído a perfuração de um segundo poço para o parceiro na Bahia no início de julho, onde opera desde março.

3.3 Midstream

No segmento de midstream, a Companhia conta com a UTG São Roque, na Bahia, em operação desde julho de 2024, ativo estratégico que amplia sua autonomia operacional e proporciona maior eficiência e previsibilidade ao processamento e escoamento do gás natural. No Ativo Potiguar, a Companhia detém 50% dos ativos de midstream no Rio Grande do Norte, incluindo duas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) em Guamaré, sistemas auxiliares e um gasoduto. A adoção do modelo de rateio de custos da UPGN de Guamaré, proporcional aos volumes processados, continua gerando ganhos relevantes de eficiência operacional e redução dos custos de processamento e escoamento.

Em junho, a UPGN de Guamaré passou por uma parada programada total para manutenção com duração de 21 dias. Para assegurar o pleno atendimento dos contratos de demanda firme durante o período, a Companhia realizou a aquisição de 18 milhões de m³ de gás de terceiros, resultando em aumento dos custos de aquisição de gás no trimestre, para não comprometer a continuidade do fornecimento aos clientes. Além disso, por conta da parada houve uma redução nas vendas de GLP e C3+. Os impactos financeiros estão detalhados na seção de Custos e Despesas abaixo.

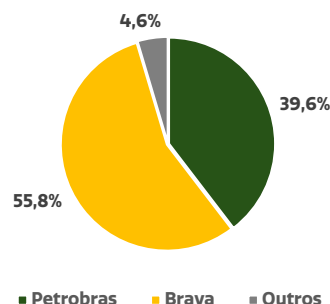
4. COMERCIALIZAÇÃO

Petróleo

As vendas do petróleo produzido no Ativo Bahia foram realizadas majoritariamente para a Petrobras, enquanto as vendas do petróleo produzido no Ativo Potiguar foram realizadas para a Brava Energia.

O preço médio de venda, excluindo os efeitos dos contratos de hedge NDF, foi de US\$ 93,57 por barril representando 90% do valor de referência do Dated Brent. Além disso, a Companhia registrou desconto médio, em relação ao Brent, de US\$ 7,69 para o Ativo Bahia, redução de 5% em relação ao trimestre anterior; e de US\$ 12,38 para o Ativo Potiguar, redução de 20% em relação ao 1T26. Vale ressaltar que essa redução do desconto no Rio Grande do Norte é reflexo dos aditivos ao contrato de venda de petróleo anunciados em 7 de maio desse ano, que reduziram em, aproximadamente, 40% as parcelas fixas praticadas anteriormente, bem como, atualizaram os mecanismos de ajustes variáveis. Considerando o preço médio do ICE Brent, indexador dos contratos do Ativo Potiguar, o desconto médio do 2T26 foi de US\$ 5,20.

Venda de Petróleo 2T26 (%)



Preço Médio Realização Petróleo		2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Líquida excluindo efeito do hedge	(R\$ Mil)	593.916	442.413	34%	498.142	19%	1.036.329	1.056.576	-2%
Volume Entregue	Mbbl	1.257	1.221	3%	1.479	-15%	2.478	2.944	-16%
Volume entregue incluindo estoque	Mbbl	1.257	1.221	3%	1.501	-16%	2.478	2.909	-15%
Preço Médio Realização		472,48	362,28	30%	331,80	42%	418,17	363,16	15%
Preço Médio Realização									
		(R\$/bbl)							
Preço Médio Realização		93,57	68,89	36%	58,56	60%	81,13	63,06	29%
Dated Brent médio		103,85	81,13	28%	67,88	53%	92,31	71,87	28%
% do Dated Brent médio		90%	85%	-	86%	-	88%	88%	-

O período também foi marcado por uma dinâmica atípica no mercado internacional de petróleo. Desde março, as tensões geopolíticas no Oriente Médio provocaram um aumento relevante do spread entre o Dated Brent e o ICE Brent, em função da maior restrição de oferta no mercado físico. Como consequência, em alguns meses o Dated Brent passou a ser negociado com prêmio significativo em relação aos preços futuros, sinalizando um cenário de escassez de curto prazo. Nesse contexto, contratos indexados ao ICE Brent passaram a apresentar descontos mais elevados quando comparados ao Dated Brent.

Gás Natural

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 10,26 por milhão de BTUs, representando 9,88% do valor de referência do Brent. O volume produzido e entregue pela Companhia foi de 126 milhões de m³, redução de 10% em relação ao trimestre anterior, em função da parada programada para manutenção na UPGN de Guamaré, que resultou na aquisição de 18 milhões de m³ de gás de terceiros, conforme detalhado na seção de Midstream.

Os preços de gás natural do trimestre ainda não refletem integralmente a recente alta do Brent, em função da metodologia de reajuste contratual, baseada em ciclos trimestrais. O último reajuste, realizado em maio, considerou a média aritmética dos preços observados entre janeiro e março de 2026, enquanto o próximo, previsto para agosto, terá como referência a média dos preços observados entre abril e junho de 2026. Dessa forma, existe uma defasagem temporal na incorporação dos movimentos mais recentes do preço do petróleo aos contratos de venda de gás natural.

No segmento de gás natural, a Companhia mantém uma carteira comercial diversificada, composta por contratos com diferentes mecanismos de precificação, incluindo indexação ao Brent com pisos

e tetos, preços fixos ou parcelas fixas. Essa estratégia contribui para reduzir a volatilidade da receita, ampliar a previsibilidade dos resultados e, ao mesmo tempo, manter potencial de captura de valor em cenários de preços mais elevados do petróleo.

Os contratos indexados ao Brent apresentam piso médio de US\$ 74,28/barril e teto médio de US\$ 140,91/barril, proporcionando proteção em cenários de baixa da commodity e participação relevante em ciclos mais favoráveis. Adicionalmente, produtos com preços fixos, como o GLP, contribuem para maior estabilidade do fluxo de caixa, enquanto parte da carteira permanece exposta ao Brent sem teto ou com tetos mais elevados, possibilitando a captura de ganhos adicionais em ambientes de preços mais altos.

Preço Médio Realização Gás		2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1526	1525	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	279.150	263.425	6%	305.947	-9%	542.575	607.897	-11%
Volume Produzido e Entregue	Mm ³	126.117	140.557	-10%	148.703	-15,2%	266.674	289.683	-7,9%
Volume Compra	Mm ³	18.284	2.966	516%	7.630	140%	21.250	23.454	-9%
Volume Entregue Total	Mm ³	144.401	143.523	0,6%	156.333	-8%	287.925	313.137	-8%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm ³)	1,93	1,84	5%	1,96	-1%	1,88	1,94	-3%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	10,26	9,36	10%	9,26	11%	9,80	9,04	8%

Gás Seco

A Companhia mantém contratos de demanda firme para fornecimento de gás natural com distribuidoras estaduais da região Nordeste, incluindo Bahiagás, Potigás, Sergás e Copergás, além do atendimento a outros clientes privados.

A Companhia manteve contratos de demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.345 mil m³/dia, no trimestre.

Líquidos de Gás Natural

No 2T26, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) do Ativo Potiguar foi comercializada com as distribuidoras Copa Energia, Supergasbras e Nacional Gás Butano, enquanto o C5+ foi comercializado com a Brava Energia, ambos na saída da UPGN Guimarães. Como anteriormente mencionado, houve uma redução nas vendas de GLP e C3+ no trimestre por conta da parada programada total para manutenção da UPGN Guimarães no período.

Na Bahia, o volume de C3+ produzido foi comercializado com a Petrobras na saída da UTG Catu.

5. PERFORMANCE FINANCEIRA

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Líquida	807.943	684.456	18%	806.302	0,2%	1.492.399	1.667.054	-10%
Custos e Despesas	(355.798)	(314.385)	13%	(373.641)	-5%	(670.183)	(742.124)	-10%
Royalties	(56.051)	(59.801)	-6%	(58.889)	-5%	(115.852)	(127.311)	-9%
EBITDA	396.094	310.270	28%	373.772	6%	706.364	797.619	-11%
Depreciação, Amortização e Depleção	(173.038)	(160.176)	8%	(195.367)	-11%	(333.214)	(359.449)	-7%
Lucro Operacional	223.056	150.094	49%	178.405	25%	373.150	438.170	-15%
Resultado Financeiro Líquido	10.781	(1.042)	n.m.	75.421	-86%	9.739	124.418	-92%
Impostos Correntes	(6.368)	(2.559)	149%	(3.713)	72%	(8.927)	(10.265)	-13%
Impostos Diferidos	(24.786)	(22.696)	9%	(11.974)	107%	(47.482)	(86.655)	-45%
Lucro Líquido	202.683	123.797	64%	238.139	-15%	326.480	465.668	-30%

5.1 Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 808 milhões no trimestre, aumento de 18% versus o 1T26, conforme detalhado abaixo.

No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 1,5 bilhão, redução de 10% em relação ao 1S25, refletindo os menores volumes produzidos, a menor taxa média de câmbio observada no período e os efeitos das liquidações dos contratos de hedges na modalidade NDF.

Receita Líquida (R\$ Mil)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	273.209	205.356	33%	244.786	12%	478.565	538.906	-11%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	320.707	237.057	35%	253.356	27%	557.764	517.670	8%
Instrumentos financeiros derivativos (NDF) ¹	(89.286)	(35.235)	153%	-	n.m.	(124.521)	-	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	504.630	407.178	24%	498.142	1%	911.808	1.056.576	-14%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	279.150	263.425	6%	305.947	-9%	542.575	607.897	-11%
Receita Líquida com Serviços	24.163	13.853	74%	2.213	992%	38.016	2.582	1372%
Receita Líquida Total	807.943	684.456	18%	806.302	0,2%	1.492.399	1.667.054	-10%

¹ Referente aos contratos de hedge do tipo Non-Deliverable Forward (NDF).

A Receita Líquida com petróleo atingiu R\$ 505 milhões no trimestre, crescimento de 24% em relação ao 1T26, impulsionada, principalmente, pela valorização de 28% do Brent e pela redução dos descontos aplicados ao petróleo comercializado no Ativo Potiguar, refletindo os aditivos aos contratos de venda com a Brava Energia. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de 1% na produção de petróleo, pela apreciação de 4% do Real frente ao Dólar e pelo impacto negativo de R\$ 89,3 milhões relacionado à liquidação de 546 mil barris a US\$ 64,54/bbl nos contratos de hedge NDF no período.

A Receita Líquida com gás totalizou R\$ 279 milhões no trimestre, aumento de 6% em relação ao 1T26, refletindo, principalmente, o aumento no preço médio de realização, decorrente da captura parcial da valorização do Brent por meio dos reajustes de precificação realizados em maio de 2026. Adicionalmente, a Companhia ampliou a aquisição de gás de terceiros em razão da parada programada da UPGN Guamaré, conforme detalhado na seção de Midstream.

A Receita Líquida com prestação de serviços no segmento de RSO foi de R\$ 24 milhões no trimestre, resultante da prestação de serviços da sonda de perfuração PR-14 para terceiros, conforme descrito na seção de Sondas e Serviços.

5.2 Hedge de Petróleo

A Companhia monitora continuamente cenários possíveis e prováveis, a fim de mitigar o risco de variação nos preços das commodities, por meio de operações de hedge na produção futura de petróleo, visando aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. Em 30 de junho de 2026, a Companhia possuía contratos dos tipos Zero Cost Collar (ZCC) e Non-Deliverable Forward (NDF).

Os contratos do tipo ZCC são caracterizados, em geral, por não exigirem desembolso inicial. Esses instrumentos oferecem proteção contra flutuações de preços da commodity, por meio da

combinação de opções de compra (*call*) e de venda (*put*) sobre o Brent, que estabelecem um intervalo de preços e limitam a exposição da Companhia a oscilações de mercado. No vencimento, caso o preço do Brent permaneça dentro do intervalo definido pelo ZCC, não há liquidação financeira; por outro lado, caso os limites sejam ultrapassados, pode haver recebimento ou pagamento, conforme os termos contratuais, que serão apurados no resultado financeiro. Em 30 de junho de 2026, a Companhia possuía 368 mil barris protegidos por meio dessa estrutura, com piso médio de US\$ 60,00/bbl e teto médio de US\$ 69,75/bbl, distribuídos no segundo semestre de 2026.

Os contratos do tipo NDF, por sua vez, estabelecem previamente um preço de referência e são liquidados exclusivamente de forma financeira, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado na data de vencimento. Esses instrumentos são formalmente designados como hedge para fins contábeis (*hedge accounting*) com seus efeitos reconhecidos no período e apropriados à receita no momento da realização da venda. Em 30 de junho de 2026, a Companhia possuía aproximadamente 4,2 milhões de barris protegidos por contratos NDF, distribuídos entre o segundo semestre de 2026 e o primeiro semestre de 2028, com preço médio contratado de US\$ 63,19/bbl.

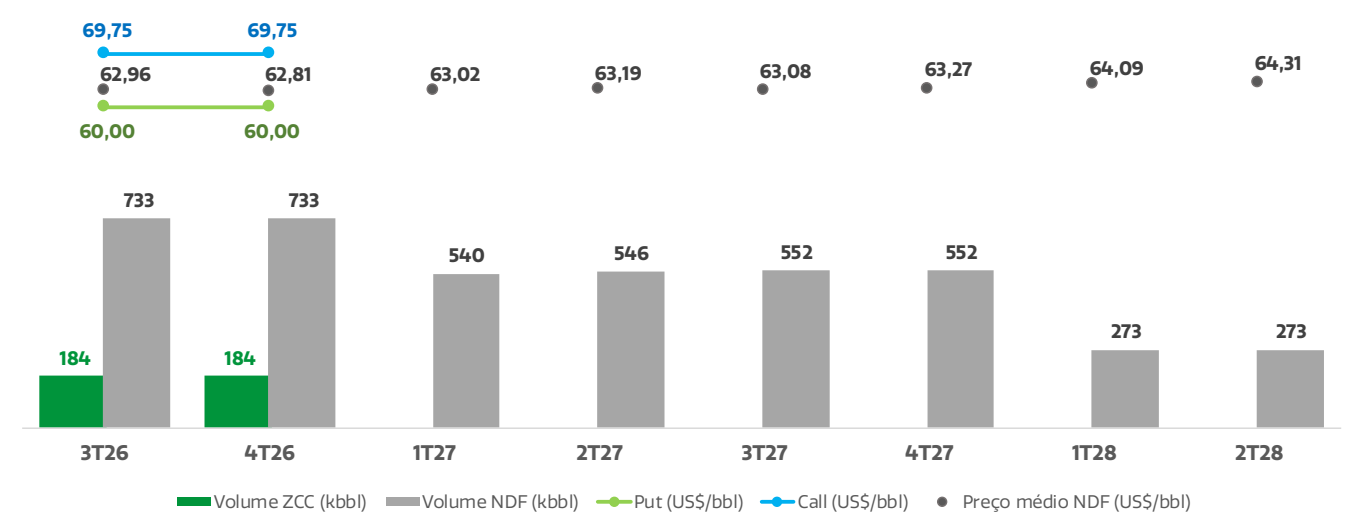
Embora ambos os instrumentos tenham objetivo econômico de proteção, seus efeitos contábeis diferem. Os contratos NDF são contabilizados por meio de *hedge accounting*, com os efeitos das liquidações reconhecidos na receita e seu valor justo no patrimônio líquido, enquanto os contratos ZCC têm os efeitos das liquidações e variações de valor justo de marcação a mercado (MTM) registradas diretamente no resultado financeiro. Dessa forma, oscilações cambiais e de mercado podem gerar impactos temporários nas demonstrações financeiras sem efeito caixa correspondente no período.

Em 30 de junho de 2026, a Companhia tinha os seguintes contratos em aberto:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo	NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
Em 30/06/2026	Put	Call	bbl	R\$ Mil	Em 30/06/2026	(US\$/bbl)	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	60,00	69,75	184.000	(4.593)	Menos de 3 meses	62,96	733.000	(37.751)
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	184.000	(5.502)	De 3 a 6 meses	62,81	733.000	(36.057)
De 6 a 12 meses	-	-	-	-	De 6 a 12 meses	63,10	1.086.000	(44.300)
De 1 a 2 anos	-	-	-	-	De 1 a 2 anos	63,51	1.650.000	(52.677)
Total	60,00	69,75 ¹	368.000	(10.095)	Total	63,19 ¹	4.202.000	(170.785)

¹ Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de junho de 2026.

Distribuição acumulada dos contratos de hedge em aberto por período



5.3 Custos e Despesas operacionais

Os Custos e Despesas somaram R\$ 356 milhões no trimestre e R\$ 670 milhões no acumulado, representando aumento de 13% em relação ao 1T26 e redução de 10% em comparação ao 1S25.

No 1S26, a redução refletiu, principalmente, os menores custos com processamento e escoamento de gás após a conclusão da aquisição de 50% da UPGN Guamaré ocorrida em setembro de 2025.

Custos e Despesas (R\$ Mil)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Pessoal	72.554	77.736	-7%	74.794	-3,0%	150.290	141.751	6%
Serviços e Materiais	160.701	157.122	2%	167.706	-4%	317.823	323.970	-2%
Energia Elétrica	18.239	18.531	-2%	19.716	-7%	36.770	37.132	-1%
Outros Custos e Despesas	8.299	1.670	397%	7.148	16%	9.969	19.934	-50%
Custos de Midstream e Compra de gás	96.005	59.326	62%	104.277	-8%	155.331	219.337	-29%
Compra de gás de terceiros	43.517	5.209	735%	23.793	83%	48.726	63.741	-24%
Processamento e Escoamento de gás	33.965	34.873	-3%	55.599	-39%	68.838	108.360	-36%
Transporte de gás	18.523	19.244	-4%	24.885	-26%	37.767	47.236	-20%
Custos e Despesas Totais	355.798	314.385	13%	373.641	-5%	670.183	742.124	-10%

No trimestre, a variação em relação ao trimestre anterior reflete, principalmente, os seguintes fatores:

Pessoal: redução de 7%, em função dos efeitos não-recorrentes ocorridos no trimestre anterior, referentes a programas de retenção e desligamentos de executivos, parcialmente compensados pelo maior provisionamento para Participação nos Lucros e Resultados (PLR).

Serviços e materiais: aumento de 2%, em função das maiores despesas com combustíveis e serviços de suporte às operações.

Energia elétrica: redução de 2%, em função dos menores volumes de produção e movimentação de fluidos, parcialmente compensada pelos reajustes tarifários aplicados aos contratos de fornecimento de energia.

Custos com midstream (escoamento, processamento e transporte de gás natural): redução de 3%, em função do menor volume produzido e entregue no período.

Custos com compra de gás: aumento significado explicado pela aquisição de gás de terceiros durante a manutenção programada da UPGN de Guamaré.

Outros custos e despesas: R\$ 8,3 milhões no período, refletindo reconhecimento de baixas de estoques e custos com manutenção de equipamentos, parcialmente compensados pela redução das despesas com viagens, seguros e licenças ambientais.

5.4 Lifting Cost

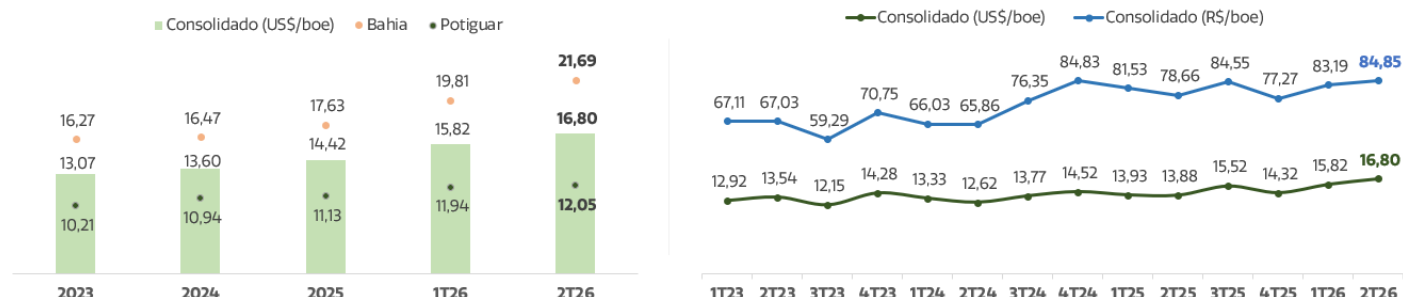
O custo médio de produção (lifting cost) é calculado pela soma dos custos totais de produtos vendidos, ajustados pela movimentação dos estoques, excluindo-se os custos com vendas, aquisição, processamento, escoamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, além dos custos dos serviços prestados, dividido pela produção bruta total em boe.

No trimestre, o custo médio de produção foi de R\$ 186 milhões, aumento de 2% versus o 1T26. Já o custo por barril foi de US\$ 16,80/boe, 6% maior em relação ao trimestre anterior, impactado, principalmente, pela apreciação do Real frente ao Dólar e pela concentração dos custos sobre uma base de produção menor.

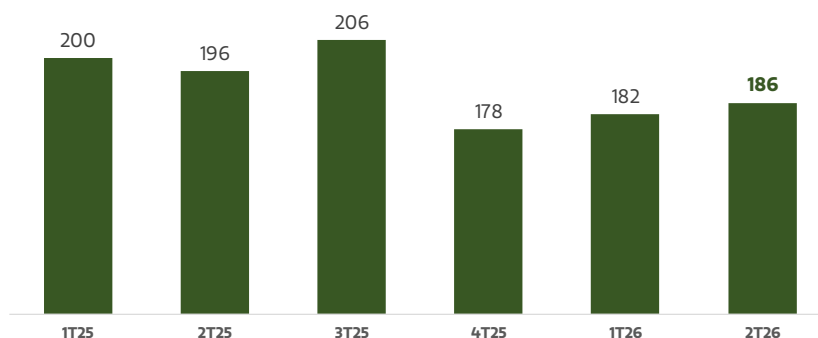
No acumulado, o custo médio de produção totalizou R\$ 369 milhões, redução de 7% em relação ao 1S25, refletindo os ganhos das iniciativas de eficiência operacional implementadas desde o 4T25. Apesar da redução dos custos totais, o custo por barril atingiu US\$ 16,30/boe no 1S26, aumento de 17% em relação ao 1S25, impactado pelos menores volumes produzidos e pela apreciação do Real frente ao Dólar.

A Companhia manteve disciplina na gestão de custos operacionais, preservando o lifting cost em níveis competitivos para a indústria, ajustando-se ao cenário de produção.

Evolução do Lifting Cost (em US\$/boe e R\$/boe)



Evolução do Lifting Cost consolidado (R\$ Milhões)



5.5 Royalties

A Companhia contabilizou R\$ 56 milhões de Royalties no trimestre e de R\$ 116 milhões no semestre, redução de 6% e 9%, respectivamente. No trimestre, apesar do aumento dos preços de referências de óleo e gás no período, a redução foi em função do impacto positivo relativo a crédito de pagamentos históricos efetuados em valor superior ao devido, após reconhecimento pela ANP. Adicionalmente, no acumulado, houve efeito dos menores volumes de produção no período.

5.6 EBITDA e Lucro Operacional

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, foi de R\$ 396 milhões no trimestre, aumento de 28% em relação ao 1T26 e de R\$ 706 milhões no acumulado do semestre, redução de 11% em relação ao 1S25.

Quanto ao Lucro Operacional, o montante registrado no 2T26 foi de R\$ 223 milhões, aumento de 49% em relação ao trimestre anterior. No 1S26, o Lucro Operacional foi de R\$ 373 milhões, redução de 15% em relação ao 1S25.

5.7 Netback (Margem)

Com base no volume total produzido no trimestre, o *break-even cash cost* foi de US\$ 30,85⁴ por barril de óleo equivalente (boe), aumento de 1% em relação ao 1T26. Beneficiada pela melhora dos preços realizados e pelo menor impacto relativo dos descontos sobre a receita, a margem atingiu US\$ 40,65 por boe no 2T26, crescimento de 38% em relação ao trimestre anterior.

No acumulado o *break-even cash cost* foi de US\$ 30,74 por barril, enquanto a margem média alcançou US\$ 34,89 por boe, 12% superior à registrada no 1S25, refletindo a combinação de preços realizados mais elevados.

Netback (US\$/ boe)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Brent médio	103,85	81,13	28%	67,88	53%	92,31	71,87	28%
Desconto médio + Impacto Hedge NDF ¹	(32,34)	(21,03)	54%	(11,37)	185%	(20,87)	(13,12)	59%
Receita Líquida	71,50	60,10	19%	56,51	27%	65,63	58,75	12%
Lifting Cost	(16,80)	(15,82)	6%	(13,88)	21%	(16,30)	(13,91)	17%
Midstream	(4,74)	(4,69)	1%	(5,70)	-17%	(4,72)	(5,46)	-14%
G&A	(4,24)	(4,90)	-13%	(4,36)	-3%	(4,58)	(3,86)	19%
Royalties	(5,07)	(5,20)	-3%	(4,09)	24%	(5,14)	(4,50)	14%
Break-even Cash Cost	(30,85)	(30,61)	1%	(28,03)	10%	(30,74)	(27,73)	11%
Margem	40,65	29,49	38%	28,48	43%	34,89	31,02	12%

% do Brent

¹ Inclui mix de produtos, desconto dos contratos de petróleo e precificação do gás e exclui a compra de gás de terceiros.

5.8 Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi positivo em R\$ 10,8 milhões no trimestre, frente ao resultado negativo de R\$ 1,0 milhão registrado no trimestre anterior. A variação trimestral refletiu, principalmente, a variação da MTM dos instrumentos financeiros derivativos, além da variação cambial líquida positiva em R\$ 2,4 milhões, versus o montante negativo em R\$ 52 milhões no 1T26, decorrente da apreciação do Real frente ao Dólar no período.

Em decorrência da reprecificação da curva futura do Brent, a MTM dos instrumentos financeiros de ZCC foi positiva. Apesar dos ganhos desses instrumentos, os volumes de ZCC liquidados no trimestre geraram um efeito negativo de R\$ 50 milhões no trimestre.

Vale destacar ainda que, como parte da estratégia financeira, a Companhia opta por dolarizar suas dívidas por meio de swaps cambiais, considerando que a maior parte de suas receitas são dolarizadas, buscando assim reduzir o risco de descasamento dos fluxos de caixa futuros. No trimestre, a Companhia registrou ganho de R\$ 44,9 milhões com MTM de swaps, além de efeito caixa positivo de R\$ 54,6 milhões decorrentes dos derivativos relacionados aos swaps cambiais.

As despesas financeiras aumentaram 4% no trimestre em decorrência, principalmente, da atualização monetária das debêntures.

No acumulado, o Resultado Financeiro foi 92% menor em comparação ao 1S25, refletindo as maiores despesas referentes ao maior volume de debêntures entre os períodos.

Resultado Financeiro (R\$ Mil)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receitas Financeiras	12.493	14.703	-15%	10.179	23%	27.196	22.594	20%
Despesas Financeiras	(122.104)	(117.000)	4%	(66.573)	83%	(239.104)	(136.668)	75%
Variação Cambial, Líquida	2.447	(52.021)	n.m.	(21.396)	n.m.	(49.574)	(55.520)	-11%
Instrumentos Financeiros	117.945	153.276	-23%	153.211	-23%	271.221	294.012	-8%
Swap - Marcação a Mercado (MTM)	44.883	240.704	-81%	122.158	-63%	285.587	260.748	10%
Swap - Apuração no período ¹	54.639	24.951	119%	27.920	96%	79.590	27.920	185%
ZCC - Marcação a Mercado (MTM)	68.425	(93.060)	n.m.	2.423	2724%	(24.635)	4.634	n.m.
ZCC - Apuração no período ¹	(50.002)	(19.319)	159%	710	n.m.	(69.321)	710	n.m.
Total do Resultado Financeiro	10.781	(1.042)	n.m.	75.421	-86%	9.739	124.418	-92%
Taxa de câmbio no final do período	5,18	5,22	-1%	5,46	-4%	5,18	5,46	-5%

¹ O resultado dos derivativos é reconhecido pelo regime de competência. O efeito caixa, por sua vez, corresponde exclusivamente às liquidações financeiras ocorridas no período.

A mensuração do valor justo dos instrumentos financeiros é realizada trazendo a valor presente de mercado. Importante destacar que essa variação é registrada no resultado do trimestre, no entanto, vale ressaltar que os efeitos da MTM não possuem efeito caixa, tratando-se apenas de efeito contábil. Assim, excluídos os efeitos dessa marcação (rubricas das marcações a mercado de swap e ZCC), o Resultado Financeiro teria sido negativo em aproximadamente R\$ 102,5 milhões no 2T26 e R\$ 251,2 milhões no 1S26.

5.9 Lucro Líquido

O Lucro Líquido contábil totalizou R\$ 203 milhões no trimestre e R\$ 326 milhões no acumulado, aumento de 64% em relação ao 1T26 e redução de 30% em relação ao 1S25, respectivamente.

O resultado foi significativamente influenciado por efeitos relacionados à MTM dos instrumentos de proteção financeira e dos swaps associados ao endividamento da Companhia. Em um contexto de apreciação do Real frente ao Dólar, esses efeitos contribuíram positivamente para o resultado contábil reportado.

Excluindo os efeitos cambiais da MTM do ZCC, da dívida e os impostos diferidos referentes aos swaps de dívida, o Lucro Líquido Ajustado seria de aproximadamente R\$ 105 milhões no trimestre e de R\$ 138 milhões no 1S26.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Lucro Líquido	202.683	123.797	64%	238.139	-15%	326.480	465.668	-30%
Collar - Marcação a Mercado (MTM)	(68.425)	93.060	n.m.	(2.423)	2724%	24.635	(4.634)	n.m.
Swap - Marcação a Mercado (MTM)	(44.883)	(240.704)	-81%	(122.158)	-63%	(285.587)	(260.748)	10%
Imposto Diferido sobre MTM do Swap	15.260	81.839	-81%	41.534	-63%	97.100	88.654	10%
Lucro Líquido Ajustado	104.635	57.992	80%	155.092	-33%	137.993	293.574	-53%

5.10 Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais no trimestre totalizou R\$ 264 milhões, redução de 6% versus 1T26, impactado, principalmente, pela maior variação de ativos e passivos que decorreu da liquidação de obrigações operacionais, tributárias e financeiras, bem como da menor contribuição de provisões relacionadas a instrumentos financeiros no encerramento do período.

Além disso, o resultado foi impactado negativamente pelos efeitos dos instrumentos derivativos, que incluíram a liquidação de contratos NDFs no montante de R\$ 89 milhões e o efeito caixa de R\$ 50 milhões associado às estruturas de hedge do tipo ZCC, que foram parcialmente compensados pelo efeito pelo recebimento de R\$ 54,6 milhões em caixa de derivativos relacionados aos swaps cambiais.

Em razão da sazonalidade associada ao cronograma de pagamentos estabelecido nas escrituras das debêntures vigentes da Companhia, os desembolsos com juros concentram-se, principalmente, no segundo e no quarto trimestres de cada exercício. Nesse contexto, o trimestre foi afetado pelo maior volume de pagamento de juros relacionados às 1ª, 2ª e 4ª emissões de debêntures.

No acumulado, o caixa gerado pelas atividades operacionais foi de R\$ 543 milhões, redução de 34% em relação ao mesmo período no ano anterior. A variação refletiu, principalmente, o maior impacto de contratos de hedge, com desembolsos de R\$ 124,5 milhões relacionados à liquidação de NDFs e de R\$ 69,3 milhões referentes ao efeito caixa das operações de ZCC, que foram parcialmente compensados pelo efeito pelo recebimento de R\$ 79,6 milhões em caixa de derivativos relacionados aos swaps cambiais, além do maior pagamento de juros sobre debêntures em comparação ao 1S25.

No trimestre, o caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 105 milhões, sendo aproximadamente R\$ 190 milhões negativos na adição ao imobilizado e intangível e cerca de R\$ 85 milhões positivos em Aplicações financeiras. No semestre, o caixa aplicado nas atividades de investimento foi negativo em aproximadamente R\$ 331 milhões.

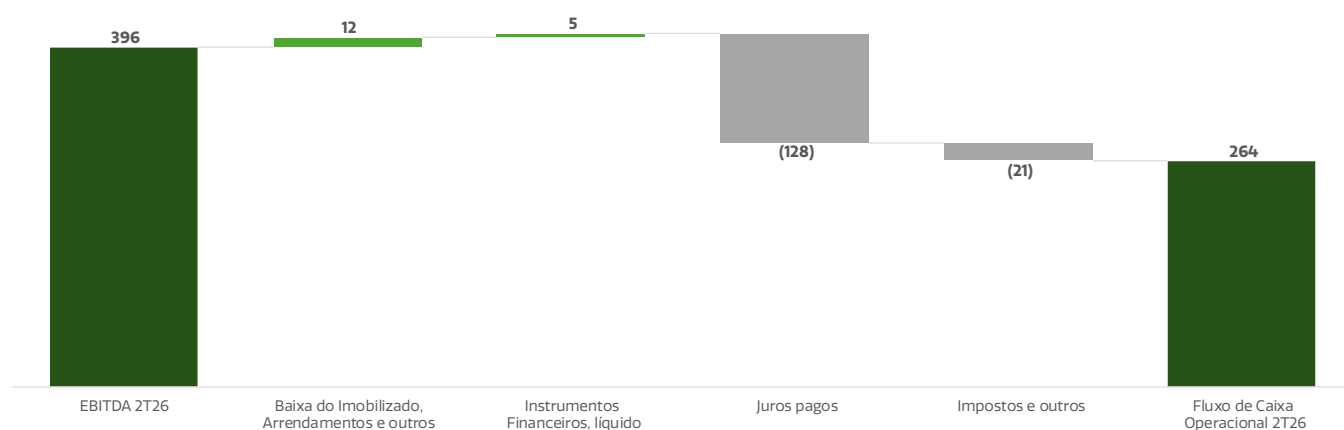
O caixa resultante das atividades de financiamento foi negativo em R\$ 110 milhões no trimestre, refletindo, principalmente, o pagamento de JCP aos acionistas, no montante bruto de R\$ 100 milhões, realizado em maio de 2026. No semestre, o caixa consumido pelas atividades de financiamento totalizou cerca de R\$ 120 milhões.

A Companhia encerrou o trimestre com Fluxo de Caixa Livre⁴ positivo de R\$ 74 milhões e de R\$ 154 milhões no semestre.

Cabe destacar ainda que, mesmo com os desembolsos relacionados (i) às operações de hedge; (ii) ao pagamento de juros da dívida; e (iii) à distribuição de JCP aos acionistas, a Companhia preservou uma posição de caixa sólida de R\$ 1,6 bilhão, reforçando sua flexibilidade financeira e sua capacidade de execução e geração de valor para os acionistas.

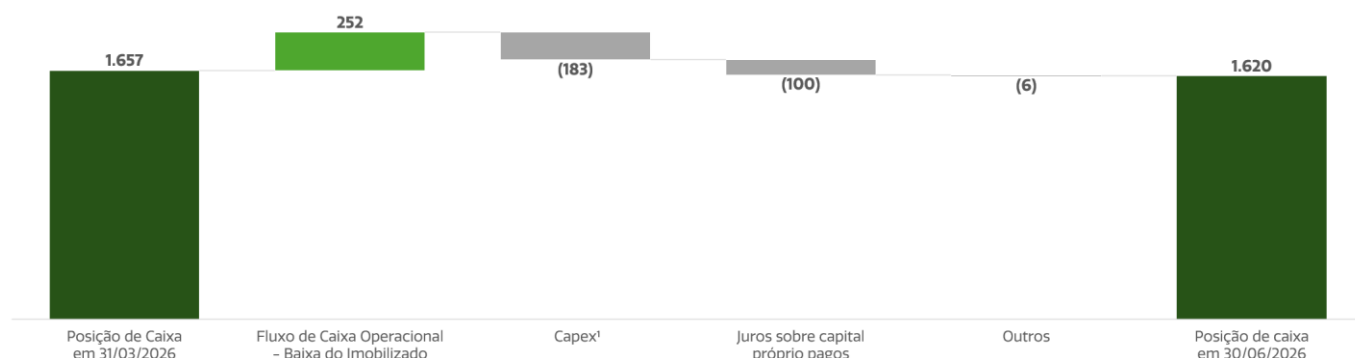
Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	233.837	149.052	57%	253.826	-8%	382.889	562.588	-32%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	121.702	151.041	-19%	73.625	65%	272.743	161.383	69%
Depreciação, Amortização e Depleção	173.038	160.176	8%	195.367	-11%	333.214	359.449	-7%
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	(28.659)	(118.041)	-76%	(153.211)	-81%	(146.700)	(294.012)	-50%
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	11.566	5.435	113%	54.444	-79%	17.001	100.676	-83%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	2.098	3.899	-46%	1.317	59%	5.997	9.079	-34%
Variação de Ativos e Passivos	(32.813)	(485)	n.m.	(34.475)	-5%	(33.298)	4.267	n.m.
Efeitos dos Instrumentos Derivativos	(84.649)	(29.603)	186%	28.630	n.m.	(114.252)	28.630	n.m.
Juros Pagos	(127.569)	(40.613)	214%	(91.940)	39%	(168.182)	(92.607)	82%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(4.973)	(1.493)	233%	(5.050)	-2%	(6.466)	(11.914)	-46%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	263.578	279.368	-6%	322.533	-18%	542.946	827.539	-34%
Aplicações Financeiras	84.903	(27.402)	n.m.	262.226	-68%	57.501	283.247	-80%
Adições ao Imobilizado e Intangível	(189.575)	(199.274)	-5%	(422.397)	-55%	(388.849)	(720.186)	-46%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(104.672)	(226.676)	-54%	(160.171)	-35%	(331.348)	(436.939)	-24%
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(10.425)	(9.646)	8%	(13.047)	-20%	(20.071)	(218.207)	-91%
Exercício de Opção de Ações	74	-	n.m.	-	n.m.	74	148	-50%
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	(117)	-	n.m.	(4.170)	-97%	(117)	(7.323)	-98%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	(100.000)	-	n.m.	(238.158)	-58%	(100.000)	(238.158)	-58%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(110.468)	(9.646)	1045%	(255.375)	-57%	(120.114)	(463.540)	-74%
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	48.438	43.046	13%	(93.013)	n.m.	91.484	(72.940)	n.m.
Fluxo de Caixa Livre	74.003	80.094	-8%	(99.864)	n.m.	154.097	107.353	44%
Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de <i>midstream</i>	74.003	80.094	-8%	(62.864)	n.m.	154.097	144.353	7%

Conciliação do EBITDA e Caixa Operacional do Período (R\$ Milhões)



⁴ Fluxo de Caixa livre refere-se à Geração de Caixa Operacional reduzida das adições ao imobilizado.

Variação trimestral da Posição de Caixa (R\$ Milhões)



¹ Para o capex do 2T26, o montante de R\$ 10 milhões registrados na linha de investimentos em midstream não teve efeito caixa no período.

5.11 Investimentos

Os investimentos totalizaram R\$ 193 milhões no 2T26, queda de 2% em comparação ao trimestre anterior, conforme detalhado abaixo.

No acumulado, os investimentos somaram R\$ 390 milhões, montante 37% inferior ao registrado no mesmo período do ano anterior. A redução reflete, principalmente, as mudanças no perfil das atividades executadas ao longo do período, com menor intensidade de capital nas campanhas de perfuração e intervenções em poços, além de menores investimentos em almoxarifado.

Capex (R\$ Milhões)	2T26	1T26	Δ%	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Desenvolvimento de Reservas	174	196	-12%	287	-40%	370	510	-27%
Almoxarifado para inversões fixas	(9)	(14)	-34%	18	n.m.	(24)	28	n.m.
Demais ativos fixos e intangíveis	19	15	25%	24	-21%	34	41	-16%
Subtotal Capex	183	197	-7%	330	-44%	380	578	-34%
Investimentos em Midstream ¹	10	-	n.m.	37	-74%	10	37	-74%
Capex Total	193	197	-2%	367	-47%	390	615	-37%

¹ Para o 2T26, o montante de R\$ 10 milhões registrados na linha de investimentos em midstream não possui efeito caixa no período.

Desenvolvimento de Reservas: R\$ 174 milhões refletindo os menores investimentos em perfuração, workovers e facilidades realizadas no trimestre, conforme:

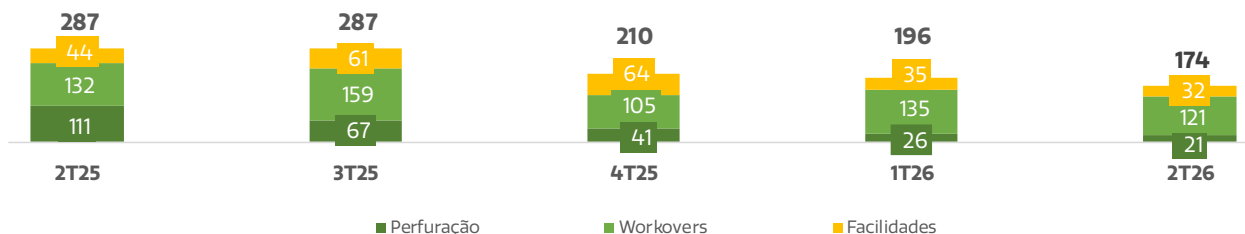
- Perfuração: R\$ 21 milhões, redução de 19% em relação ao 1T26, refletindo a conclusão da completação de um poço injetor em Boa Esperança, cuja perfuração ocorreu no trimestre anterior, além dos investimentos na perfuração e completação de um novo poço em Cachoeirinha, ambos localizados no Ativo Potiguar.
- Workovers: R\$ 121 milhões no trimestre, redução de 10% em relação ao 1T26, refletindo a adequação do ritmo de atividade ao perfil de custos planejado para o ano, com priorização de intervenções de maior eficiência.
- Facilidades: R\$ 32 milhões no trimestre, redução de 9% versus 1T26, refletindo projetos de segurança operacional, ampliação dos sistemas de injeção de água nos ativos Potiguar e Bahia, melhorias na infraestrutura de processamento e logística, além da melhoria de equipamentos de suporte às operações.

Almoxarifado: negativo em R\$ 9 milhões, refletindo consumo de estoques associado às atividades no período.

Demais ativos fixos e intangíveis: R\$ 19 milhões refletindo, principalmente, os investimentos em projetos de tecnologia da informação e na frota própria de sondas e serviços.

Investimento em Midstream: R\$ 10 milhões referentes à parcela da PetroReconcavo nos investimentos associados à parada programada da UPGN Guamaré em junho.

Capital aplicado em projetos de desenvolvimento de reservas (R\$ Milhões)



5.12 Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 30 de junho era de R\$ 1,4 bilhão, redução de 14% em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2025. A redução da dívida líquida ao longo do semestre foi favorecida pelo impacto positivo da apreciação do Real frente ao Dólar sobre os instrumentos de hedge da dívida, refletido na evolução da posição dos swaps cambiais. Como resultado, a relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses encerrou o trimestre em 1,01x, ante 1,10x ao final de 2025.

Em linha com sua estratégia de gestão financeira, parcela relevante das aplicações financeiras permanece investida em fundos cambiais, a fim de mitigar a exposição às oscilações do Dólar, em razão da correlação existente entre as receitas da Companhia e seu endividamento.

Vale destacar que a dívida inclui ainda aproximadamente R\$ 18 milhões referentes à parcela remanescente da aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural no Rio Grande do Norte, com vencimento no curto prazo.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	30/06/2026	31/12/2025	Δ%
Debêntures	3.162.517	3.105.016	2%
Efeito dos Swaps de Dívida ¹	(197.138)	88.449	n.m.
Valores a pagar de aquisições ²	17.895	18.515	-3%
Dívida bruta³	2.983.274	3.211.980	-7%
Caixa e Equivalentes de caixa	320.992	229.508	40%
Aplicações Financeiras	1.299.125	1.395.510	-7%
Posição de Caixa	1.620.117	1.625.018	0%
Dívida Líquida	1.363.157	1.586.962	-14%
EBITDA últimos 12 meses	1.351.401	1.442.656	-6%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	1,01 x	1,10 x	-0,09 x

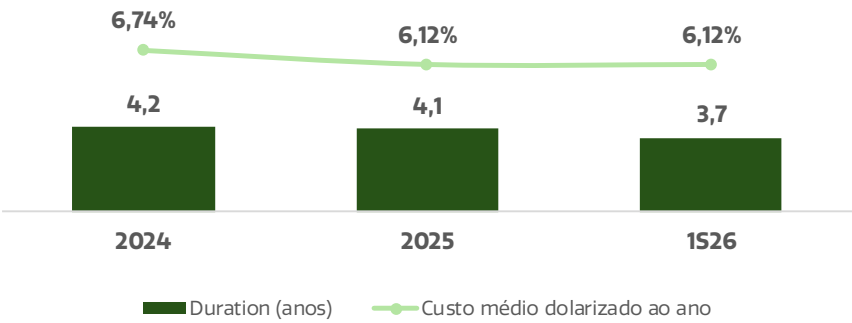
¹ Inclui o efeito líquido (passivo menos ativo) dos instrumentos financeiros derivativos associados a swap cambial.

² Refere-se à parcela remanescente da aquisição de 50% de Guamaré atrelada ao câmbio do período.

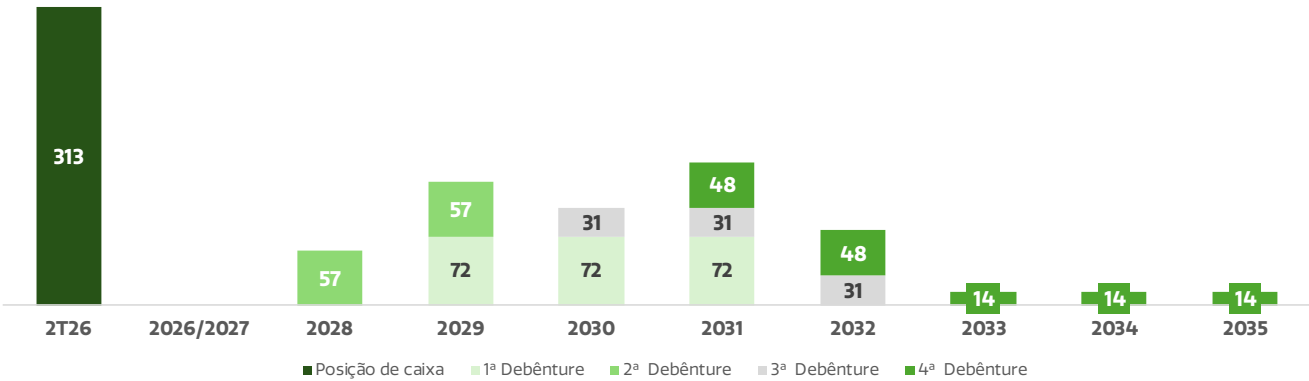
³ Não inclui proventos declarados a pagar.

Cabe destacar que, o perfil de endividamento da Companhia permanece sólido, com prazo médio da dívida (duration) de 3,7 anos e custo médio dolarizado de 6,12% ao ano. Adicionalmente, a Companhia encerrou o trimestre com posição de caixa de R\$ 1,6 bilhão, considerando caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Custo e *duration* da dívida



Cronograma de Pagamento da Dívida (US\$ Milhões)



Nota: A Posição de Caixa inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras, e considera câmbio em 30 de junho de 2026 no valor de R\$ 5,18. Inclui o swap das emissões de debêntures.

Dessa forma, a estrutura de capital segue confortável, com vencimentos de principal concentrados no longo prazo e a próxima amortização relevante prevista apenas para 2028. A atual posição de caixa supera os vencimentos previstos para os próximos anos, proporcionando liquidez e flexibilidade financeira para suportar a execução da estratégia da Companhia.

6.SUSTENTABILIDADE

A Companhia avançou em sua estratégia de geração de valor compartilhado, ampliando iniciativas voltadas ao desenvolvimento social nos estados onde atua. No eixo da educação, deu continuidade do programa Educar Pra Valer em Pojuca e Mata de São João (BA), e expandiu sua atuação para Pirambu (SE), por meio de uma parceria com a Rede Synapse, organização especializada em tecnologias sociais para alfabetização e formação de professores.

No período, a PetroReconcavo também patrocinou a Bienal do Livro da Bahia, viabilizando a participação de crianças e jovens atendidos pelo projeto Ciranda Viva na programação do evento. Considerando os programas apoiados pela Companhia, mais de 15 mil pessoas já foram beneficiadas direta ou indiretamente no primeiro semestre de 2026.

Em junho, a Companhia publicou seu quinto Relatório de Sustentabilidade, referente ao exercício de 2025. Elaborado em conformidade com os padrões internacionais GRI e SASB, o documento apresenta os principais resultados e indicadores ambientais, sociais e de governança da

PetroReconcavo, reforçando a integração da agenda ESG à estratégia corporativa e seu papel na gestão de riscos, na eficiência operacional e na geração de valor de longo prazo.

Em desenvolvimento de pessoas, a Companhia deu continuidade ao fortalecimento de sua cultura de liderança por meio do lançamento da edição 2026 da Academia de Líderes, voltada a gerentes e coordenadores, e do Lidera PR direcionado ao desenvolvimento das competências de liderança dos supervisores.

Reforçando seu compromisso com a ética e a integridade, a PetroReconcavo recebeu o reconhecimento Empresa Pró-Ética 2025-2026, iniciativa da Controladoria-Geral da União (CGU) realizada em parceria com o Instituto Ethos. O selo reconhece empresas brasileiras que voluntariamente se submetem a uma avaliação de suas estruturas de integridade, promovendo um ambiente corporativo mais íntegro, ético e transparente. Com essa conquista, a Companhia passa a integrar um seleto grupo de organizações reconhecidas nacionalmente, destacando-se como a única empresa da Bahia e a única do Nordeste no setor de óleo e gás a receber esse reconhecimento nessa edição.

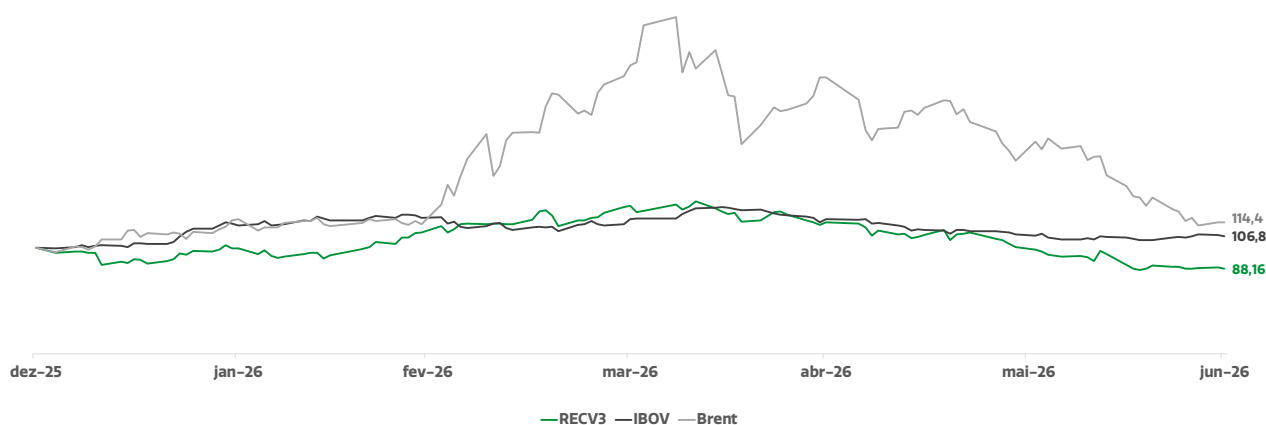
7. PERFORMANCE DA AÇÃO

Em 30 de junho, a Companhia possuía valor de mercado de R\$ 2,9 bilhões, com suas ações cotadas a R\$ 9,98, o que representa uma desvalorização de 28,9% no trimestre, desempenho inferior ao do Ibovespa, que recuou 8,2% no mesmo período.

O trimestre foi marcado por elevada volatilidade nos mercados globais de commodities, em meio às tensões geopolíticas no Oriente Médio e às preocupações com possíveis impactos sobre os fluxos de petróleo pelo Estreito de Ormuz. Nesse contexto, o preço médio do Brent no 2T26 foi 28% superior ao observado no trimestre anterior. Entretanto, após atingir níveis elevados ao longo do período, a commodity encerrou o trimestre abaixo das cotações observadas ao final de março, refletindo a redução do prêmio de risco geopolítico, a expectativa de normalização da oferta e a revisão das perspectivas para a demanda global.

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando R\$ 168,6 milhões de ações no trimestre, o que representou uma quantidade média diária de 2,8 milhões de ações no período. O volume financeiro foi de R\$ 2,1 bilhões, com volume médio diário de R\$ 33,9 milhões.

Performance da ação x Ibovespa x Brent (base 100)





8.DISTRIBUIÇÃO DE PROVENTOS

Em 06 de agosto, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP) no valor bruto de R\$ 100 milhões, equivalente a R\$ 0,34 por ação. A data-com será 17 de agosto, a data-ex 18 de agosto e o pagamento está previsto para 27 de agosto.

Vale destacar que, em 28 de maio, a Companhia realizou o pagamento de R\$ 100 milhões em JCP, equivalentes a R\$ 0,34 por ação, conforme deliberação do Conselho de Administração de 7 de maio.

Além disso, permanece vigente a distribuição de R\$ 300 milhões em dividendos aprovada em dezembro de 2025, equivalente a R\$ 1,02 por ação ordinária, a ser realizada em três parcelas anuais. Desse montante, R\$ 100 milhões serão pagos em dezembro de 2026, enquanto as parcelas remanescentes serão distribuídas em dezembro de 2027 e dezembro de 2028.