

Divulgação dos Resultados

1T26

Teleconferência de Resultados

Sexta-feira, 08 de maio 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	14
5.10	Fluxo de Caixa.....	15
5.11	Investimentos.....	16
5.12	Endividamento	17
6.	SUSTENTABILIDADE.....	19
7.	PERFORMANCE DA AÇÃO.....	20
8.	DISTRIBUIÇÃO DE PROVENTOS.....	20

O primeiro trimestre de 2026 foi marcado por uma mudança relevante no cenário macroeconômico global, especialmente a partir de março, com a escalada das tensões geopolíticas e seus efeitos imediatos sobre o mercado internacional de petróleo. Esse novo ambiente resultou em elevada volatilidade e forte pressão nos preços, com o Dated Brent atingindo US\$ 127 por barril ao final do período e uma média trimestral de US\$ 81 por barril.

Obtivemos ao longo do trimestre reduções expressivas de custos e Capex, que se traduziram numa melhor performance financeira. Dessa forma, registramos Receita Líquida de R\$ 684 milhões, EBITDA de R\$ 310 milhões e Lucro Líquido de R\$ 124 milhões, demonstrando nosso rigor para resiliência operacional e financeira, com foco permanente em segurança operacional, preservação de liquidez e solidez do balanço.

A Companhia gerou R\$ 80 milhões em Caixa Livre no período, viabilizando o anúncio de mais uma distribuição de proventos, no valor bruto de R\$ 100 milhões, representando R\$ 0,34/ação, resultado da sólida posição financeira e da contínua capacidade de geração de valor para nossos acionistas.

No campo operacional, mantivemos uma execução disciplinada do plano de investimentos, com ênfase em workovers e na continuidade dos pilotos de injeção de água, além da perfuração de três poços ao longo do período, dois injetores e um produtor, estando um deles ainda em fase de completação. A produção média no trimestre foi de 24,4 mil barris de óleo equivalente por dia.

Seguimos avançando de forma consistente na agenda ESG. No eixo social, os resultados do programa *Educar Pra Valer*, contribuiu para que os municípios de Mata de São João e Pojuca superassem as médias estadual e nacional no Índice Criança Alfabetizada 2025. Na frente ambiental, concluímos o Inventário de Emissões de 2025 com redução de emissões, especialmente no Rio Grande do Norte.

Na agenda de pessoas, concluímos o programa "Mulheres no Óleo e Gás", em parceria com o SENAI, com 28% das participantes em processo de admissão na PetroReconcavo. Essas iniciativas reforçam o compromisso da Companhia com um ambiente de trabalho seguro e inclusivo, refletido, pelo segundo ano consecutivo, na Certificação Great Place to Work (GPTW).

O cenário atual requer disciplina, agilidade e rigor técnico no processo decisório, reforçando a convicção de que a PetroReconcavo está estrategicamente posicionada para se adaptar às transformações do mercado e converter desafios em oportunidades.

José Firmo

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the name "José Firmo", is positioned below the printed name.

1. DESTAQUES

Salvador, 7 de maio de 2026 – A PetroReconcavo S.A. (B3: RECV3) apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T26). Os dados estão consolidados em milhares de reais (R\$ mil), conforme práticas contábeis brasileiras e normas internacionais IFRS, salvo indicação em contrário.



Produção média

24,4 mil barris de óleo equivalente ("boe")/dia no 1T26, redução de 3% vs. 4T25 e de 11% vs. 1T25



Brent e dólar médio

US\$ 81,13/bbl no 1T26, aumento de 27% vs. 4T25. Já o dólar médio foi de R\$ 5,26, 3% menor em relação ao trimestre anterior



Receita Líquida

R\$ 684 milhões no trimestre, descontados os efeitos do hedge NDF, representando redução de 3% vs. 4T25 e de 20% vs. 1T25



EBITDA

R\$ 310 milhões no trimestre, aumento de 5% vs. 4T25 e redução de 27% em relação ao 1T25



Lucro Líquido

R\$ 124 milhões no trimestre, mais que dobrando em relação ao 4T25. Em relação ao 1T25, houve redução de 46%



Capex

R\$ 197 milhões no trimestre, redução de 26% vs. 4T25 e de 21% vs. 1T25



Geração de Caixa Livre

R\$ 80 milhões no trimestre, resultante das atividades operacionais, descontados das adições ao Imobilizado e Intangível



Dívida Líquida

R\$ 1,4 bilhão de Dívida Líquida, representando alavancagem de 1,04x



Proventos

Anúncio de R\$ 100 milhões em JCP, com pagamento em 28 de maio.

Principais Indicadores (R\$ Mil)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Receita Líquida	684.456	704.170	-3%	860.752	-20%
EBITDA	310.270	295.083	5%	423.847	-27%
Margem EBITDA	45,3%	41,9%	3,4 p.p.	49,2%	-3,9 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	1,04 x	1,10 x	-0,06 x	0,62 x	0,42 x
Lucro Líquido	123.797	50.747	144%	227.529	-46%
Margem Líquida	18,1%	7,2%	10,9 p.p.	26,4%	-8,3 p.p.
Capex	197.322	268.160	-26%	248.607	-21%
Fluxo de Caixa Livre ²	80.094	(20.876)	n.m.	207.217	-61%
Fluxo de Caixa Livre ² , excl. investimentos de <i>midstream</i>	80.094	13.537	492%	207.217	-61%
Produção Média Bruta (boe/dia)	24.367	24.996	-3%	27.262	-11%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 15,82	\$ 14,32	10%	\$ 13,93	14%
Preço Médio de Realização do Óleo (US\$/boe)	\$ 63,40	\$ 55,10	15%	\$ 67,77	-6%
Preço Médio de Realização do Gás (US\$/MMBTU)	\$ 9,36	\$ 9,53	-2%	\$ 8,82	6%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,26	R\$ 5,40	-3%	R\$ 5,85	-10%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 81,13	\$ 63,73	27%	\$ 75,73	7%

¹ Ressalvadas as indicações em contrário.

² Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível.

2. PRINCIPAIS EVENTOS DO PERÍODO

- Em 6 de janeiro, a Companhia passou a integrar o índice Great Place to Work (IGPTW) da B3 S.A. O IGPTW mede o desempenho das ações e units de empresas listadas na B3 certificadas pela Great Place to Work (GPTW), selecionadas de acordo com critérios objetivos estabelecidos na metodologia da B3. Com essa inclusão, as ações da PetroReconcavo passam a compor as carteiras de dezesseis índices da B3, abrangendo índices amplos, setoriais, de sustentabilidade e de governança;
- Em 28 de janeiro, a Companhia comunicou a renúncia do Sr. Felipe Wigg de Araujo e a eleição do Sr. Raphael Pereira Scudino Borges para o cargo não estatutário de Vice-Presidente de Pessoas e Suporte Operacional a partir de 1º de março;
- Em 2 de março, a Companhia comunicou ao mercado as renúncias do Sr. Eduardo de Britto Pereira Azevedo aos cargos de Presidente e membro do Conselho de Administração e de membro do Comitê de Pessoas e ESG, bem como do Sr. Rafael Machado Neves ao cargo de membro suplente do Conselho de Administração, ambas com efeitos imediatos. Na mesma data, o Conselho de Administração aprovou a nomeação do Sr. Tiago de Almeida Noel como membro efetivo e Presidente do Conselho de Administração, além de membro do Comitê de Pessoas e ESG, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária. Na Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 24 de abril, foi aprovada a eleição do Sr. Tiago de Almeida Noel, para cumprimento do mandato em curso a se encerrar na Assembleia Geral Ordinária de 2027. Além disso, elegeu como seu suplente o Sr. Rafael Machado Neves;
- Em 18 de março, foi divulgada a certificação anual de reservas com data-base em 31/12/2025, totalizando 182,2 milhões de boe em reservas 2P e PV10 de US\$ 2,4 bilhões, com Reserve Replacement Ratio (RRR) de aproximadamente 1,0x;
- 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 entre 28 de abril de 2026 e 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.
- Em 7 de maio, a Companhia comunicou a celebração de aditivos aos contratos de venda de petróleo com a Brava Energia. Os aditivos têm vigência de 3 meses, a partir de 1º de abril de 2026, e têm como premissas básicas compromissos de volumes produzidos, redução no desconto na parcela fixa média dos contratos atuais, além de atualização dos mecanismos de ajuste variável. Adicionalmente, foi firmado um Heads of Agreement (HoA) que estabelece as bases para a negociação de um contrato de longo prazo, visando maior previsibilidade e sustentabilidade das condições comerciais da produção do Ativo Potiguar.

3. OPERACIONAL

3.1 Produção

A produção média registrada no trimestre foi de 24,4 mil boe/dia, redução de 3% em relação ao 4T25. O desempenho do trimestre foi marcado por produção estável no Ativo Potiguar, enquanto o Ativo Bahia apresentou queda de 5% na produção de óleo e gás.

Produção (boe/dia)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Óleo	7.639	7.981	-4%	8.597	-11%
Gás	4.719	4.415	7%	4.749	-1%
Ativo Potiguar	12.357	12.396	0%	13.345	-7%
Óleo	6.155	6.412	-4%	7.716	-20%
Gás	5.854	6.188	-5%	6.200	-6%
Ativo Bahia	12.009	12.600	-5%	13.916	-14%
Óleo	13.794	14.393	-4%	16.313	-15%
Gás	10.573	10.603	0%	10.949	-3%
Total	24.367	24.996	-3%	27.262	-11%

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

Ativo Bahia

O Ativo Bahia registrou produção média de 12,0 mil boe/dia no trimestre, redução de 5% em relação ao 4T25, com redução de 4% na produção de óleo e de 5% na produção de gás natural, impactada principalmente pela produção dos campos de Miranga e Tiê, que tiveram queda de 5% e 8% respectivamente.

Este declínio reflete, principalmente, paradas operacionais programadas e não programadas, incluindo interrupções associadas a manutenções de unidades de processamento, sistemas de compressão e eventos elétricos, que tiveram um impacto significativo na produção do ativo no trimestre.

Ativo Potiguar

O Ativo Potiguar registrou produção média de 12,4 mil boe/dia no trimestre, estável em relação ao 4T25, com redução de 4% na produção de óleo e aumento de 7% na produção de gás natural. O desempenho no trimestre reflete os desafios operacionais e a recomposição gradual da produção ao longo do trimestre.

O desempenho do ativo foi marcado por falhas pontuais em poços de alta vazão e normalização de volumes após intervenções recentes. Estes efeitos foram progressivamente mitigados por ações operacionais, intervenções corretivas e entrada em operação de um novo poço produtor em Boa Esperança. Contribuíram também para a sustentação da produção os bons resultados dos workovers realizados no período.

Em linha com o projeto de intensificação da injeção de água para repressurização dos reservatórios, um poço, em Riacho da Forquilha, retomou a operação de injeção em março. Adicionalmente, em abril, entraram em operação novos poços injetores nos campos Sabiá-Bico-de-Osso e Sabiá-da-Mata, reforçando as iniciativas de suporte à manutenção e recuperação de produção do 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 1T26 com 12 sondas próprias de workover operando, redução de duas sondas em relação ao último trimestre. Com isso, foram realizados 57 projetos de workovers ao longo do período, sendo 30 no Ativo Potiguar e 27 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-21 iniciou a campanha de perfurações do Ativo Potiguar, realizando a perfuração e completação de dois poços, um em Sabiá da Mata e outro em Boa Esperança, além de um terceiro poço perfurado e em fase de completação também em Boa Esperança.

A PR-14 manteve-se em operação para parceiros ao longo do período, tendo concluído a perfuração de um poço em dezembro e outro em fevereiro, ambos em Alagoas. Na sequência, foi mobilizada para a Bahia, onde iniciou novo contrato de prestação de serviços, concluindo, até abril, a perfuração de mais um poço. Destaca-se que a sonda possui contratos de terceirização vigentes até o final do primeiro semestre.

A PR-04, considerando o cenário de preço do petróleo mais baixo do início de 2026, foi colocada em hibernação (*cold stack*) no fim de 2025. Vale destacar que a Companhia mantém flexibilidade para reavaliar essa decisão caso o atual ambiente de preços persista.

3.3 Midstream

No midstream, a Companhia conta com a UTG São Roque, na Bahia, em operação desde julho de 2024, ativo estratégico que garante maior autonomia, eficiência e previsibilidade ao processamento e escoamento do gás natural, reduzindo a dependência de infraestrutura de terceiros e ampliando a competitividade da comercialização.

Adicionalmente, no Ativo Potiguar, a Companhia é proprietária de 50% dos ativos de midstream no Rio Grande do Norte, que incluem duas UPGNs, sistemas auxiliares e um gasoduto.

A adoção do regime de rateio de custos na UPGN de Guamaré, proporcional aos volumes processados, gerou ganhos relevantes de eficiência e otimização de custos de escoamento e processamento, resultando em redução de R\$ 3,4 milhões de custos no 1T26, em adição aos R\$ 11 milhões já alcançados no 4T25.

4. COMERCIALIZAÇÃO

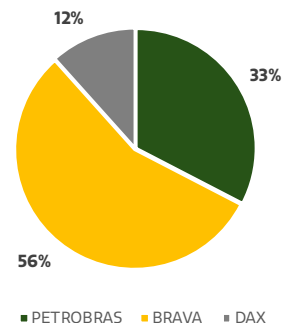
Petróleo

As vendas do petróleo produzido nos estados da Bahia e de Sergipe foram realizadas para a Petrobras e Dax Oil, conforme contratos vigentes. No estado do Rio Grande do Norte, o petróleo foi comercializado com a Brava Energia.

O preço médio de venda de petróleo, incluindo os efeitos dos contratos de hedge NDF, no 1T26 foi de US\$ 63,40 por barril representando 78% do valor de referência do Brent.

No trimestre, a Companhia registrou desconto médio, em relação ao Brent, de US\$ 8,06 para o Ativo Bahia e de US\$ 15,49 para o Ativo Potiguar.

Venda de Petróleo 1T26 (%)



Preço Médio Realização Petróleo		1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	407.178	392.116	4%	558.434	-27%
Volume Entregue	Mbbbl	1.221	1.319	-7%	1.464	-17%
Volume entregue incluindo estoque	Mbbbl	1.221	1.319	-7%	1.408	-13%
Preço Médio Realização	(R\$/bbl)	333,43	297,30	12%	396,61	-16%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	63,40	55,10	15%	67,77	-6%

Em março, devido ao conflito geopolítico, observou-se um movimento atípico no mercado, com a ampliação relevante do spread entre o Dated Brent e o ICE Brent, refletindo maior restrição na oferta no mercado físico. O Dated Brent passou a negociar com prêmio significativo em relação aos preços futuros, evidenciando escassez no curto prazo. Nesse contexto, alguns dos contratos da Companhia indexados ao ICE Brent passaram a apresentar um desconto mais expressivo em relação ao Dated Brent.

Gás Natural

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 9,36 por milhão de BTUs, representando 11,53% do valor de referência do Brent, no trimestre. O volume produzido e entregue pela Companhia foi de 140,6 milhões de m³, redução de 3% em relação ao trimestre anterior, devido a menor quantidade de dias neste trimestre. Além disto, houve redução de 67% do volume comprado de terceiros, com o encerramento do contrato com a Shell Brasil firmado em janeiro de 2025.

É importante mencionar que os preços de gás natural no 1T26 ainda não refletem a recente alta do Brent, em função da metodologia de precificação, que prevê reajustes trimestrais. O último reajuste, realizado em fevereiro, considerou a média aritmética dos preços observados entre outubro e dezembro de 2025, enquanto o próximo está previsto para maio que irá observar a média aritmética dos preços observados entre janeiro e março de 2026, gerando uma defasagem na captura dos movimentos mais recentes do petróleo.

No segmento de gás natural, a Companhia adota uma estratégia comercial diferenciada, baseada em contratos estruturados com diferentes mecanismos de precificação, incluindo indexação ao Brent com pisos e tetos, preços fixos ou parcelas fixas. Essa estrutura oferece proteção relevante em cenários adversos de preços, ao mesmo tempo em que preserva flexibilidade para capturar ganhos em ambientes mais favoráveis. Atualmente, os contratos apresentam piso médio equivalente a aproximadamente US\$ 74,28 por barril, assegurando rentabilidade em cenários de queda, além de produtos como GLP com preços fixos, que contribuem para maior estabilidade do fluxo de caixa. Adicionalmente, parte dos contratos mantém exposição ao Brent, sem teto ou com teto elevado (próximo a US\$ 140,91 por barril), permitindo capturar valor adicional em ciclos positivos de commodities.

Preço Médio Realização Gás		1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	263.425	294.313	-10%	301.949	-13%
Volume Produzido e Entregue	Mm ³	140.557	144.583	-3%	140.981	-0,3%
Volume Compra	Mm ³	2.966	8.862	-67%	15.824	-81%
Volume Entregue Total	Mm ³	143.523	153.445	-6,5%	156.804	-8%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm3)	1,84	1,92	-4%	1,93	-5%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	9,36	9,53	-2%	8,82	6%

No início de março, a PetroReconcavo realizou sua primeira importação de gás natural da Bolívia, totalizando 100 mil m³ para suprimento à Copergás, marcando a entrada da Companhia no mercado de importação. No mês de abril, a Companhia realizou uma nova operação de importação totalizando 400 mil m³, por meio da malha integrada de transporte até o destino, com entrega à Bahiagás.

Em 2025, foi inaugurada a primeira unidade de liquefação e compressão de gás do Rio Grande do Norte em parceria com a GNLlink, com capacidade de até 100 mil metros cúbicos por dia. A iniciativa é estratégica por ampliar o portfólio de clientes, criar alternativas adicionais de escoamento e reduzir riscos operacionais, e se encontra em fase de ramp-up gradual das entregas e liquefação de gás natural.

Em abril, teve início o projeto-piloto de transporte de petróleo com carretas movidas a GNL, envolvendo o escoamento da produção de petróleo da Estação de Carnaúba até a Refinaria Clara Camarão, além da utilização para transporte da área de serviços.

O projeto prevê expansão gradual, com potencial para atender integralmente o Ativo Potiguar, ampliando a flexibilidade logística, a resiliência operacional e eficiência da Companhia. Espera-se, com a substituição do diesel adquirido de terceiros por GNL produzido a partir do gás natural próprio, uma redução relevante dos custos logísticos.

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.

No 1T26, a Companhia manteve contratos de demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.345 mil m³/dia.

Líquidos de Gás Natural

No 1T26, 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 Guamaré.

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

5. PERFORMANCE FINANCEIRA

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Receita Líquida	684.456	704.170	-3%	860.752	-20%
Custos e Despesas	(314.385)	(360.784)	-13%	(368.483)	-15%
Royalties	(59.801)	(48.303)	24%	(68.422)	-13%
EBITDA	310.270	295.083	5%	423.847	-27%
Depreciação, Amortização e Depleção	(160.176)	(169.278)	-5%	(164.082)	-2%
Lucro Operacional	150.094	125.805	19%	259.765	-42%
Resultado Financeiro Líquido	(1.042)	(60.823)	-98%	48.997	n.m.
Impostos Correntes	(2.559)	(1.989)	29%	(6.552)	-61%
Impostos Diferidos	(22.696)	(12.246)	85%	(74.681)	-70%
Lucro Líquido	123.797	50.747	144%	227.529	-46%

5.1 Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 684 milhões, queda de 3% em relação ao trimestre anterior, refletindo principalmente, os menores volumes de produção, a queda na taxa média do dólar no período e o menor volume de venda de gás adquiridos de terceiros no período.

Receita Líquida (R\$ Mil)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	205.356	182.217	13%	294.119	-30%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	237.057	209.018	13%	264.314	-10%
Instrumentos financeiros derivativos (NDF) ¹	(35.235)	882	n.m.	-	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	407.178	392.116	4%	558.434	-27%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	263.425	294.313	-10%	301.949	-13%
Receita Líquida com Serviços	13.853	17.741	-22%	369	3657%
Receita Líquida Total	684.456	704.170	-3%	860.752	-20%

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

A Receita Líquida com petróleo apresentou aumento de 4% em relação ao 4T25, refletindo, principalmente, o aumento de 27% no preço médio do Brent, parcialmente compensado pela depreciação do dólar em 3% e pela redução de 4% na produção de óleo na comparação trimestral. Adicionalmente, no trimestre, foram liquidados 478 mil barris a um preço médio de US\$ 64,99/bbl referentes a contratos de hedge na modalidade NDF. Diante da valorização do Brent no trimestre, impulsionada pela escalada das tensões geopolíticas, esses contratos geraram impacto negativo de R\$ 35,2 milhões.

A Receita Líquida com gás reduziu 10% em relação ao 4T25, refletindo a redução de 6,5% do volume entregue total de gás e a depreciação do dólar no período. Adicionalmente, conforme mencionado na seção de Gás Natural, os preços de gás natural no 1T26 ainda não refletem a recente valorização do Brent, em função da defasagem nos reajustes trimestrais, com nova atualização prevista para maio de 2026. Adicionalmente, no trimestre reduzimos os volumes de compra de gás de terceiros, impactando na receita do período em cerca de R\$ 14,5 milhões, o que foi compensado na linha de custos da Companhia com menores compras no período.

A Receita Líquida com prestação de serviços no segmento de RSO foi de R\$ 13,9 milhões no trimestre, resultante da prestação de serviços com a sonda de perfuração PR-14 para terceiros, conforme descrito na seção de "Sondas e Serviços".

5.2 Hedge de Petróleo

A Companhia avalia 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. Ao final do 1T26, a

Companhia possuía contratos de hedge no formato de Zero Cost Collar (ZCC) e Non-Deliverable Forward (NDF).

No início de 2026, com base nas premissas vigentes naquele momento, marcadas por projeções para o preço do petróleo mais conservadoras, a Companhia ampliou sua base de proteção por meio da estruturação de volumes adicionais de hedge na modalidade NDF, com vigência até o segundo trimestre de 2028. A decisão refletiu a leitura da curva futura do Brent e das condições de mercado à época, com o objetivo de reforçar sua estratégia de mitigação da volatilidade de preços.

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 collar, 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.

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.

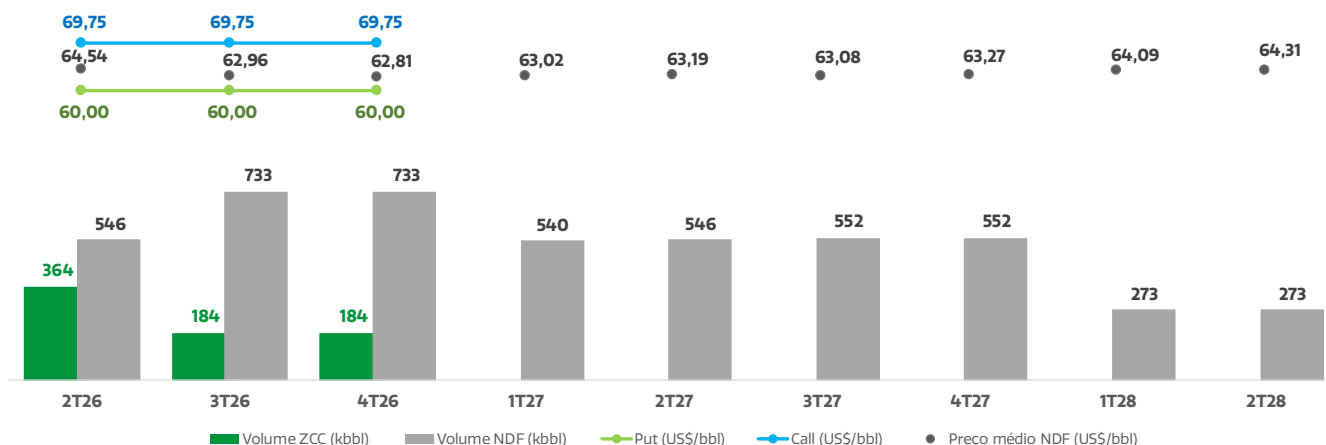
Dessa forma, enquanto os NDFs têm seus efeitos contábeis reconhecidos na receita e seu valor justo é reconhecido no patrimônio líquido, os contratos de ZCC, por não utilizarem o tratamento contábil de *hedge accounting*, tem seu resultado e variações de valor justo (MTM) refletidas diretamente no resultado financeiro ao longo do tempo. Assim, embora ambos os instrumentos tenham finalidade econômica de proteção, seus impactos contábeis e sua apresentação nas demonstrações financeiras diferem.

Em 31 de março 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 31/03/2026		Put	Call	bbl	R\$ Mil	Em 31/03/2026		(US\$/bbl)	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	60,00	69,75	364.000	(52.271)	Menos de 3 meses	64,54	546.000	(91.307)		
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	184.000	(15.094)	De 3 a 6 meses	62,96	733.000	(76.668)		
De 6 a 12 meses	60,00	69,75	184.000	(11.155)	De 6 a 12 meses	62,90	1.273.000	(94.095)		
De 1 a 2 anos	-	-	-	-	De 1 a 2 anos	63,31	1.923.000	(99.394)		
Acima de 2 anos	-	-	-	-	Acima de 2 anos	64,31	273.000	(10.514)		
Total	60,00	69,75¹	732.000	(78.520)	Total	63,34¹	4.748.000	(371.979)		

¹ Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31 de março de 2026.

Distribuição acumulada dos contratos de hedge em aberto por período



5.3 Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Pessoal	77.736	66.169	17%	66.957	16%
Serviços e Materiais	157.122	195.297	-20%	156.264	1%
Energia Elétrica	18.531	17.386	7%	17.416	6%
Outros Custos e Despesas	1.670	(993)	n.m.	12.786	-87%
Custos de Midstream	59.326	82.925	-28%	115.060	-48%
Compra/Swap de gás	5.209	19.715	-74%	39.948	-87%
Processamento e Escoamento de gás	34.873	40.708	-14%	52.761	-34%
Transporte de gás	19.244	22.502	-14%	22.351	-14%
Custos e Despesas Totais	314.385	360.784	-13%	368.483	-15%

No trimestre, os Custos e Despesas foram de R\$ 314 milhões, redução de 13% em relação ao 4T25. A variação dos Custos e Despesas pode ser explicada por:

Pessoal: aumento de 17%, quando comparado ao trimestre anterior. O trimestre foi impactado por eventos não recorrentes de programas de retenção e desligamentos de executivos, um maior valor de provisão para PLR e reajuste do plano de assistência médica.

Serviços e materiais: redução de 20% na comparação trimestral, em função das despesas não recorrentes ocorridas no trimestre anterior relacionadas a consultorias e licenças de software.

Energia elétrica: aumento de 7%, quando comparado ao trimestre anterior, refletindo, principalmente, maiores tarifas contratuais na Bahia, em função da exposição ao momento de contratação de energia em um mercado mais volátil, que resultou em preços mais elevados no período.

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): redução de 28% em relação ao trimestre anterior, refletindo principalmente os menores custos de processamento e escoamento de gás natural, em especial no Ativo Potiguar, após a conclusão da aquisição de 50% da UPGN Guamaré, cujo aumento de eficiência se refletiu em menores custos no período. Adicionalmente, houve redução nos custos de compra de gás de terceiros, em função do encerramento de contrato de compra firme, conforme mencionado na seção de Comercialização. Por fim, os custos de transporte também recuaram, em decorrência da menor incidência de penalidades e do menor volume entregue no período.

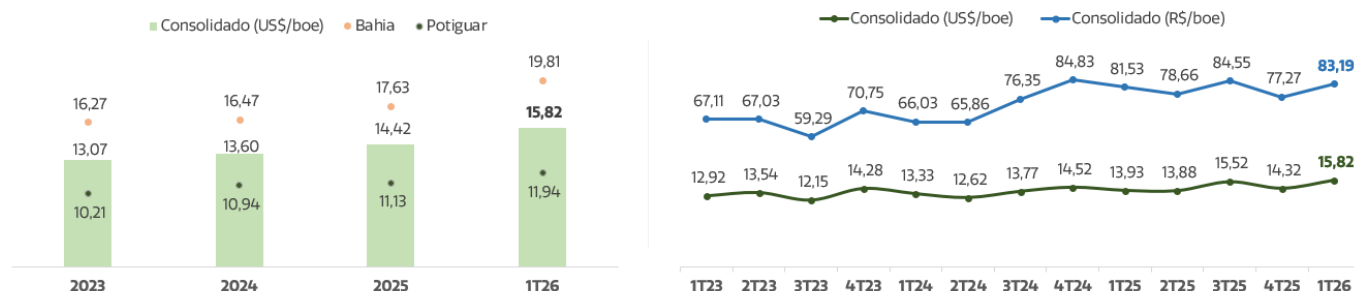
Outros custos e despesas: R\$ 1,7 milhão no período refletindo, principalmente, custos com consórcios não operados e provisões para contingências registradas no período.

5.4 Lifting Cost

O cálculo do custo médio de produção (lifting cost) é a 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\$ 182 milhões, consolidando menores níveis de lifting cost a partir do 4T25. Já o custo médio de produção no trimestre foi de US\$ 15,82/boe, aumento de 10% em relação ao 4T25, impactado pela redução da produção e o efeito da desvalorização cambial no período.

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



5.5 Royalties

A Companhia contabilizou R\$ 59,8 milhões de *Royalties*, aumento de 24% em relação ao 4T25, refletindo, principalmente, os maiores preços de referência de óleo e de gás. No gás natural, a alta refletiu a onda de frio nos Estados Unidos em janeiro de 2026, que elevou a demanda por aquecimento e reduziu a oferta devido a interrupções na produção, pressionando o Henry Hub e impulsionando o preço de referência. A partir do final de fevereiro, os preços foram impactados pelo início do conflito no Oriente Médio.

5.6 EBITDA e Lucro Operacional

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, foi de R\$ 310 milhões no trimestre, aumento de 5% em relação ao 4T25.

Quanto ao Lucro Operacional, o montante registrado no 1T26 foi de R\$ 150 milhões, aumento de 19% em relação ao trimestre anterior.

5.7 Netback

Com base no volume total produzido no trimestre, apurou-se um *break-even cash cost* de US\$ 30,61¹ por barril de óleo equivalente (boe). Considerando um desconto médio de US\$ 21,03 por boe, que inclui o efeito dos contratos de hedge NDF, bem como o fato de que atualmente um boe de gás tem valor de mercado inferior a um bbl de petróleo, a Companhia operou com uma margem média de US\$ 29,49 por boe no período, 7% superior aos US\$ 27,63 por boe do 4T25.

Netback (US\$/ boe)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Brent médio	81,13	63,73	27%	75,73	7%
Desconto médio + Impacto Hedge NDF ¹	(21,03)	(8,27)	154%	(14,64)	44%
Receita Líquida	60,10	55,45	8%	61,09	-2%
Lifting Cost	(15,82)	(14,32)	10%	(13,93)	14%
Midstream	(4,69)	(5,09)	-8%	(5,23)	-10%
G&A	(4,90)	(4,53)	8%	(3,38)	45%
Royalties	(5,20)	(3,88)	34%	(4,91)	6%
Break-even Cash Cost	(30,61)	(27,82)	10%	(27,45)	12%
Margem	29,49	27,63	7%	33,64	-12%
% do Brent	36,3%	43,4%	-7,0%	44,4%	-8,1%

¹ Inclui mix de produtos, desconto dos contratos de petróleo e precificação do gás.

¹ O cálculo do *netback* exclui os efeitos da variação de estoque, dos royalties e do custo por produtos vendidos, bem como a depreciação do G&A.

5.8 Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi negativo em R\$ 1,0 milhão no trimestre, impactado positivamente pela marcação a mercado dos instrumentos financeiros de swap da dívida, refletindo, sobretudo, a queda da taxa de câmbio no período. Entretanto, ainda na rubrica "Instrumentos Financeiros", cabe destacar que a reprecificação da curva de Brent no período resultou em um desempenho menos favorável dos instrumentos de proteção de preço do petróleo (ZCC).

Cabe destacar que, dos R\$ 112 milhões negativos registrados na rubrica "Collar", R\$ 19 milhões tiveram efeito caixa, sendo registrados na linha "Pagamento (Recebimento) de Derivativos" na demonstração de fluxo de caixa. Dos R\$ 266 milhões positivos registrados na rubrica "SWAP", R\$ 24 milhões tiveram efeito caixa, refletindo as liquidações do período.

Em relação a variação cambial, a rubrica foi negativa em R\$ 52 milhões, em função da apreciação do real frente ao dólar, impactando negativamente a variação das posições de aplicações financeiras expostas em moeda estrangeira.

Vale destacar 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 denominadas em dólares Norte-Americanos, buscando assim reduzir o risco de descasamento dos fluxos de caixa futuros.

No período, as despesas financeiras aumentaram em decorrência da atualização monetária das debêntures e da maior despesa com juros, com a inclusão da 4ª emissão, cujo impacto passou a ser integral no 1T26.

Por fim, a mensuração do valor justo desses 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 marcação a mercado não possuem efeito caixa, tratando-se apenas de efeito contábil. Assim, excluídos os efeitos dessa marcação (rubrica Instrumentos Financeiros), o Resultado Financeiro teria sido negativo em R\$ 154 milhões no 1T26.

Resultado Financeiro (R\$ Mil)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Receitas Financeiras	14.703	19.131	-23%	12.415	18%
Despesas Financeiras	(117.000)	(88.262)	33%	(70.095)	67%
Variação Cambial, Líquida	(52.021)	9.207	n.m.	(34.124)	52%
Instrumentos Financeiros	153.276	(899)	n.m.	140.801	9%
SWAP	265.655	(16.183)	n.m.	138.590	92%
Collar	(112.379)	15.284	n.m.	2.211	n.m.
Total do Resultado Financeiro	(1.042)	(60.823)	-98%	48.997	n.m.
<i>Taxa de câmbio no final do período</i>	5,22	5,50	-5%	5,74	-9%

5.9 Lucro Líquido

O Lucro Líquido contábil foi de R\$ 124 milhões no trimestre. Excluindo os efeitos cambiais da marcação a mercado (MTM) do collar, da dívida e os impostos diferidos referentes aos swaps de dívida, o Lucro Líquido Ajustado seria cerca de R\$ 61 milhões.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Lucro Líquido	123.797	50.747	144%	227.529	-46%
Collar - Marcação a Mercado (MTM)	112.379	(15.284)	n.m.	(2.211)	n.m.
Swap - Marcação a Mercado (MTM)	(265.655)	16.183	n.m.	(138.590)	92%
Imposto Diferido sobre MTM do Swap	90.323	(5.502)	n.m.	47.121	92%
Lucro Líquido Ajustado	60.844	46.144	32%	133.849	-55%

5.10 Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R\$ 279 milhões no trimestre, redução de 3% em relação ao trimestre anterior.

A variação frente ao 4T25 decorreu, principalmente, do impacto do pagamento de contratos de hedge, com a liquidação de NDFs no montante de R\$ 35 milhões e o efeito caixa de R\$ 19 milhões associado aos contratos de hedge do tipo ZCC. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo recebimento em caixa de derivativos relacionados aos swaps cambiais (R\$ 24 milhões) e pelos menores juros pagos no período.

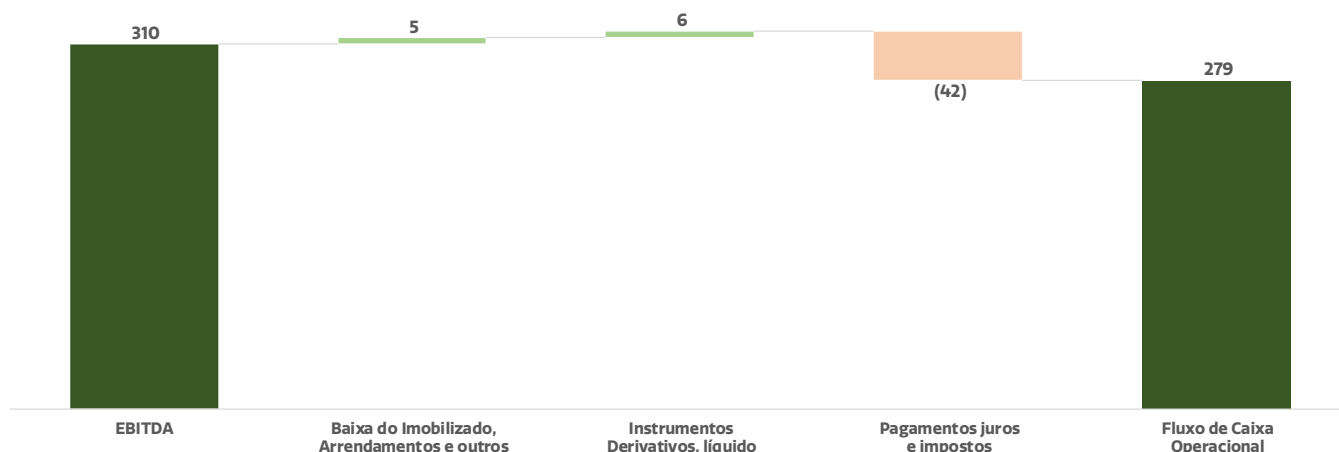
O caixa aplicado nas atividades de investimento foi de R\$ 227 milhões, sendo R\$ 199 milhões na adição ao imobilizado e intangível e R\$ 27 milhões em Aplicações financeiras.

O caixa resultante das atividades de financiamento foi negativo em aproximadamente R\$ 10 milhões refletindo, principalmente, amortizações relacionadas a contratos de arrendamento de equipamentos.

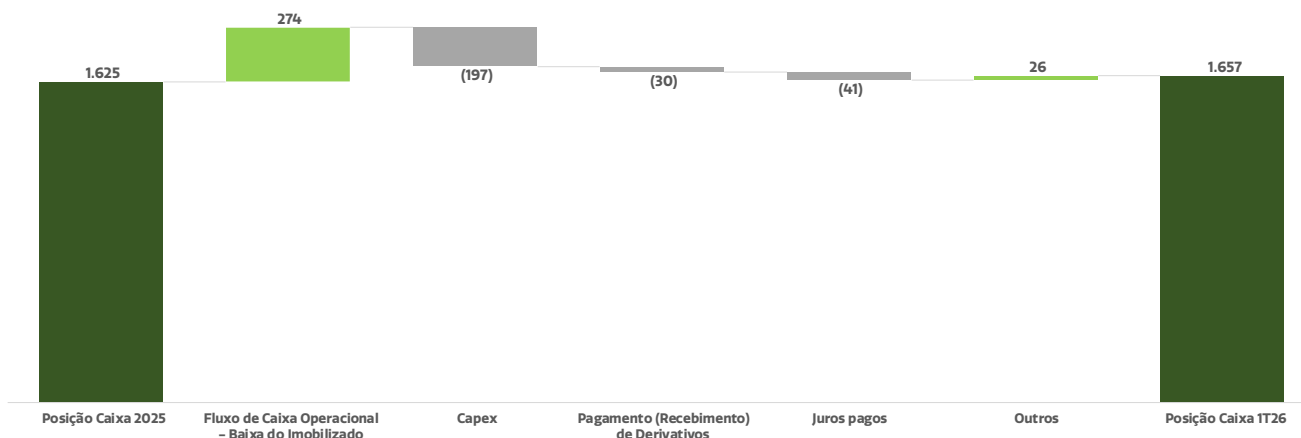
Dessa forma, o Fluxo de Caixa Livre, representado pelo Caixa gerado nas atividades operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível, foi de R\$ 80 milhões.

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	149.052	64.982	129%	308.762	-52%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	151.041	76.433	97,6%	87.758	72,1%
Depreciação, Amortização e Depleção	160.176	169.278	-5%	164.082	-2%
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	(118.041)	17	n.m.	(140.801)	-16%
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	5.435	62.141	-91%	46.232	-88%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	3.899	8.458	-54%	7.762	-50%
Variação de Ativos e Passivos	(485)	(30.424)	-98%	38.742	n.m.
Pagamento (Recebimento) de Derivativos	(29.603)	44.692	n.m.	-	n.m.
Juros Pagos	(40.613)	(105.615)	-62%	(667)	n.m.
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(1.493)	(911)	64%	(6.864)	-78%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	279.368	289.051	-3%	505.006	-45%
Aplicações Financeiras	(27.402)	(715.255)	-96%	21.021	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(199.274)	(309.927)	-36%	(297.789)	-33%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(226.676)	(1.025.182)	-78%	(276.768)	-18%
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	-	729.899	n.m.	-	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(9.646)	(42.031)	-77%	(205.160)	-95%
Exercício de Opção de Ações	-	-	n.m.	148	n.m.
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	-	(1)	n.m.	(3.153)	n.m.
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(9.646)	687.867	n.m.	(208.165)	-95%
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	43.046	(48.264)	n.m.	20.073	114%
Fluxo de Caixa Livre	80.094	(20.876)	n.m.	207.217	-61%
Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de <i>midstream</i>	80.094	13.537	492%	207.217	-61%

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



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



5.11 Investimentos

Capex (R\$ Milhões)	1T26	4T25	Δ%	1T25	Δ%
Desenvolvimento de Reservas	196	210	-6%	222	-12%
Almoxarifado para inversões fixas	(14)	3	n.m.	10	n.m.
Demais ativos fixos e intangíveis	15	21	-28%	17	-9%
Subtotal Capex	197	234	-16%	249	-21%
Investimentos em Midstream	-	34	n.m.	-	n.m.
Capex Total	197	268	-26%	249	-21%

Os investimentos totalizaram R\$ 197 milhões no 1T26, redução de 26% em relação ao trimestre anterior:

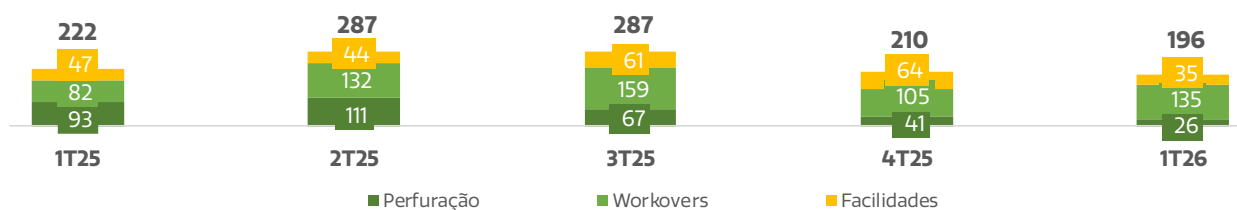
Desenvolvimento de Reservas: R\$ 196 milhões refletindo os menores investimentos em perfuração e em facilidades, apesar do aumento nas atividades de workovers realizadas, conforme:

- **Perfuração:** R\$ 26 milhões no trimestre, redução de 37% em relação ao 4T25, refletindo a mudança no perfil dos poços perfurados, com a retomada das atividades de perfuração convencionais. Foram executados no 1T26 três poços convencionais no Rio Grande do Norte, no contexto da retomada das atividades de perfuração no Ativo Potiguar. Destaca-se que um dos três poços perfurados encontra-se ainda em fase de compleção.
- **Workovers:** R\$ 135 milhões no trimestre, aumento de 29% em relação ao 4T25, refletindo o perfil das intervenções realizadas, com diversificação do portfólio de projetos, além do aumento no número de intervenções na comparação trimestral. Cabe destacar, que deste montante R\$ 8 milhões referem-se a projetos de workovers nas concessões operadas pela Mandacaru, conforme previsto no contrato de farm-out, com contrapartida registrada em contas a receber, não havendo impacto caixa no período.
- **Facilidades:** R\$ 35 milhões no trimestre, redução de 45% versus 4T25, refletindo investimentos do período direcionados à projetos de injeção de água e iniciativas de integridade de ativos e segurança operacional, bem como à aquisição e melhoria de equipamentos de suporte às operações.

Almoxarifado: negativo em R\$ 14 milhões, refletindo a redução de compras de materiais implementada no final de 2025, cujos efeitos começam a ser percebidos no primeiro trimestre de 2026.

Demais ativos fixos e intangíveis: R\$ 15 milhões refletindo, principalmente, os investimentos em adaptações na frota própria de sondas e das unidades de serviços, incluindo a aquisição de ferramentas para otimização das atividades de pesca, além de projetos de tecnologia da informação.

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



5.12 Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 31 de março de 2026 era de R\$ 1,4 bilhão, redução de 13% em relação ao saldo de 2025, devido ao aumento de caixa e equivalente de caixa no período. Além disso, no trimestre, a apreciação do real frente ao dólar resultou em impacto positivo dos swaps de dívida, contribuindo para a redução da dívida bruta em aproximadamente R\$ 152 milhões.

A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, foi de 1,04x, o prazo médio da dívida (*duration*) de 3,9 anos e o custo médio dolarizado de 6,12% ao ano.

A maior parte dos recursos das aplicações financeiras está em fundos cambiais, a fim de mitigar impactos relacionados à variação cambial, uma vez que a receita e o endividamento da Companhia estão atrelados ao dólar.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	31/03/2026	31/12/2025	Δ%
Debêntures	3.173.877	3.105.016	2%
Efeito dos Swaps de Dívida ¹	(152.255)	88.449	n.m.
Valores a pagar de aquisições ²	17.802	18.515	-4%
Dívida bruta³	3.039.424	3.211.980	-5%
Caixa e Equivalentes de caixa	272.554	229.508	19%
Aplicações Financeiras	1.384.761	1.395.510	-1%
Posição de Caixa	1.657.315	1.625.018	2%
Dívida Líquida	1.382.109	1.586.962	-13%
EBITDA últimos 12 meses	1.329.079	1.442.656	-8%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	1,04 x	1,10 x	-0,06 x

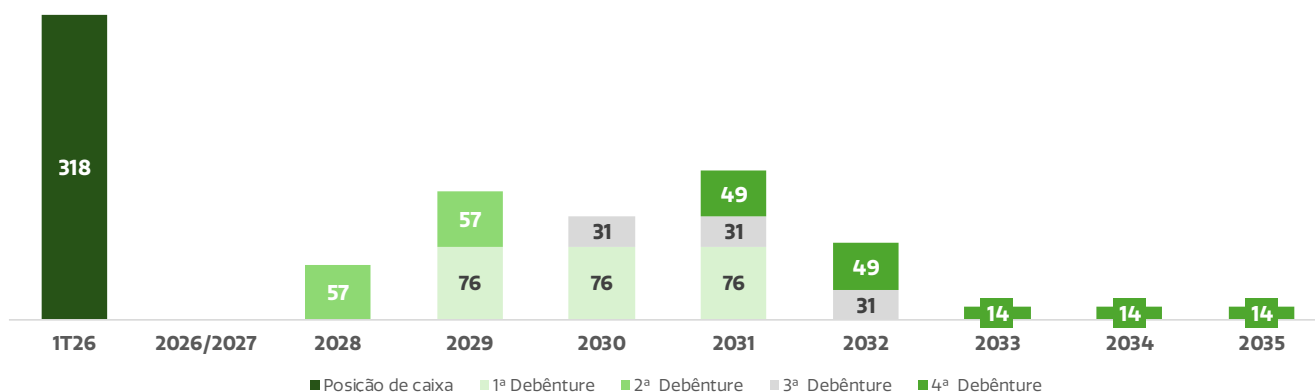
¹ Inclui o efeito líquido (passivo menos ativo) dos instrumentos financeiros derivativos associados a swap cambial. Detalhamento encontra-se disponível na nota 13 do ITR.

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

³ Não inclui dividendos declarados a pagar.

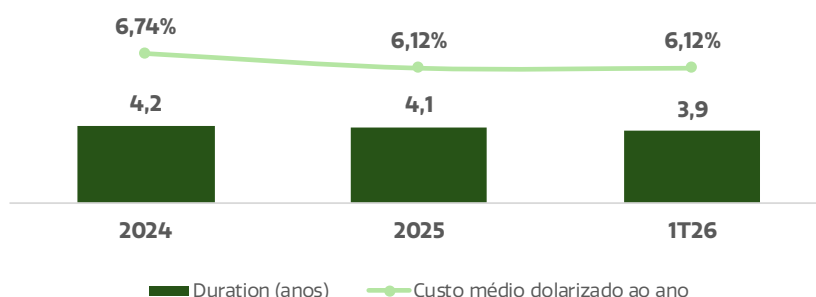
A dívida atual da Companhia inclui cerca de R\$ 18 milhões, referentes à parcela remanescente da aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte, com vencimento de curto prazo. No longo prazo, o endividamento é composto por compromissos vinculados às emissões de debêntures, sendo a próxima amortização de principal prevista para 2028, conforme gráfico abaixo.

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 31 de março de 2026 no valor de R\$ 5,22.

Custo e *duration* da dívida





6.SUSTENTABILIDADE

A Companhia manteve consistência na execução de sua estratégia de geração de valor compartilhado nos territórios onde atua, assegurando a continuidade de projetos sociais estruturantes e o avanço de iniciativas alinhadas aos eixos de educação, geração de renda, sustentabilidade ambiental, governança e desenvolvimento de pessoas.

No eixo educacional, destaca-se a divulgação dos resultados do Índice Criança Alfabetizada 2025 (ICA), que evidenciam avanços associados ao programa Educar Pra Valer, implementado nos municípios de Mata de São João e Pojuca com financiamento da Companhia desde 2025. Os municípios alcançaram, respectivamente, o 1º e o 2º lugar na Região Metropolitana de Salvador, com 77% e 69% das crianças alfabetizadas na idade certa. Os resultados superam as metas estabelecidas, os índices do ano anterior e as médias da Bahia (55%) e do Brasil (66%).

Complementarmente, no Rio Grande do Norte, foram iniciados três novos projetos que utilizam o esporte como vetor de desenvolvimento e educação complementar: Virando o Jogo, Badminton para Todos e Circuito de Badminton. Considerando o conjunto das iniciativas sociais em andamento no período, mais de 8 mil pessoas foram beneficiadas direta e indiretamente no primeiro trimestre.

Na frente ambiental, a Companhia concluiu o Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) referente ao exercício de 2025, registrando intensidade de emissões de 27,59 tCO₂e/KBOE, 5% menor na comparação anual. O desempenho reflete a evolução alcançada com a implementação de iniciativas voltadas à eficiência operacional e maior controle da operação decorrente da aquisição da UPGN Guamaré. A aquisição proporcionou maior estabilidade e maior segurança no atendimento à produção, mitigando riscos de interrupções que poderiam pressionar o perfil de emissões.

No início de 2026, a PetroReconcavo obteve um reconhecimento de sua cultura organizacional, com a inclusão na carteira do Índice Great Place to Work (IGPTW) da B3, reforçando seu compromisso da Companhia com um ambiente de trabalho seguro, inclusivo e orientado ao desenvolvimento das pessoas. Cabe destacar que no mês de abril a Companhia conquistou pelo segundo ano consecutivo a Certificação Great Place to Work.

Em março, foi concluído o programa de formação profissional para mulheres, em parceria com o SENAI, com a certificação de 29 participantes. A iniciativa reforça o compromisso da Companhia com a inclusão e a empregabilidade, com 28% das formandas atualmente em processo de admissão na PetroReconcavo.

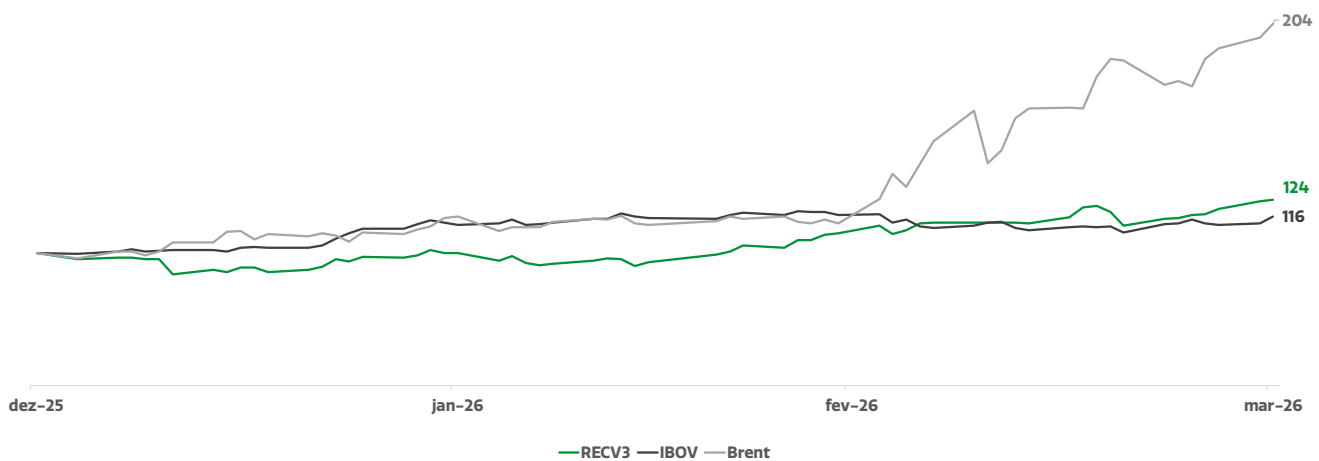
Adicionalmente, a Companhia avançou na aproximação institucional com o Instituto Federal Baiano (IF Baiano), fortalecendo a conexão com a educação técnica e profissional na região de Catu. Como resultado, foi contratado o primeiro grupo de estagiários provenientes da instituição, consolidando a integração entre formação acadêmica e prática profissional e contribuindo para o fortalecimento do ecossistema local.

7. PERFORMANCE DA AÇÃO

Em 31 de março, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 4,1 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 14,03, valorização de 24% no trimestre, desempenho acima do Ibovespa (+16,3%). No período, o Brent registrou valorização superior a 100% frente aos níveis observados ao final de 2025, em meio à intensificação das tensões geopolíticas.

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 283,7 milhões de ações no trimestre, o que representou uma quantidade média diária de 4,6 milhões de ações no período. O volume financeiro foi de R\$ 3,4 bilhões, com volume médio diário de R\$ 54,1 milhões.

Performance da ação x Ibovespa x Brent (base 100)



8. DISTRIBUIÇÃO DE PROVENTOS

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, data ex em 19 de maio e pagamento previsto para 28 de maio, correspondendo a R\$ 0,34 por ação.

Adicionalmente, em dezembro de 2025, foi aprovada a distribuição de R\$ 300 milhões em dividendos, equivalente a R\$ 1,02 por ação ordinária, a serem pagos em três tranches. Desse total, R\$ 100 milhões serão pagos em dezembro de 2026, com as parcelas remanescentes previstas para dezembro de 2027 e dezembro de 2028.