PetroReconcavo

Divulgação dos Resultados

3T26

Teleconferência de Resultados

Sexta-feira, 06 de novembro de 2026
10h (BRT) | 8h (EST)

Webinar: Clique aqui

RECV
B3 LISTED NM

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 11
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 14
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 20
7. PERFORMANCE DA AÇÃO 20
8. DISTRIBUIÇÃO DE PROVENTOS 21

MENSAGEM DO PRESIDENTE

O terceiro trimestre de 2026 reforçou nossa capacidade de avançar simultaneamente em diferentes frentes de geração de valor. Entregamos resultados sólidos, ampliamos a previsibilidade comercial, tomamos decisões relevantes de alocação de capital e seguimos evoluindo na estratégia de desenvolvimento da produção, sempre com disciplina financeira e foco na maximização do valor dos nossos ativos.

Encerramos o período com Receita Líquida de R$ 786 milhões, EBITDA Ajustado de R$ 379 milhões e Lucro Líquido de R$ 236 milhões. Geramos R$ 134 milhões de Fluxo de Caixa Livre e mantivemos a alavancagem em 0,90x Dívida Líquida/EBITDA, preservando a solidez do nosso balanço e a flexibilidade necessária para executar nossa estratégia.

No Ativo Potiguar, celebramos um novo contrato para comercialização de petróleo, com vigência até 2030, compromisso mínimo de venda de 50% da produção e condições de precificação mais favoráveis conforme o aumento dos volumes entregues. O acordo amplia a previsibilidade e fortalece nossa capacidade de captura de valor da produção.

Na Bahia, asseguramos capacidade de processamento de gás natural na UTG Catu entre 2028 e 2037. Essa solução oferece maior previsibilidade para a monetização da produção e permitiu suspender, neste momento, o investimento previsto na UPGN Miranga, preservando aproximadamente US$ 60 milhões de capital.

Seguimos avançando também na expansão da recuperação secundária dos reservatórios, uma frente central para a sustentabilidade da nossa produção. No trimestre, quatro dos campos prioritários com projetos de injeção de água, apresentaram reversão da tendência de declínio da produção de petróleo, reforçando a estratégia de expandir essas iniciativas para outros campos, com foco em elevar o fator de recuperação, mitigar o declínio e maximizar a geração de valor no longo prazo.

Em outubro, ampliamos nosso portfólio com a aquisição de dois blocos exploratórios no 6º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, localizados nas bacias Potiguar e do Recôncavo. Adjacentes às nossas operações atuais, os blocos criam oportunidades de captura de expansão de reservas e sinergias em regiões onde já reunimos conhecimento geológico, experiência operacional e infraestrutura.

Seguimos, ao mesmo tempo, fortalecendo nossa contribuição para o desenvolvimento das regiões onde atuamos. Os resultados do IDEB 2025 evidenciaram a evolução de Mata de São João e Pojuca, municípios apoiados pelo programa Educar Pra Valer, que alcançaram, respectivamente, a primeira e a segunda posição da Região Metropolitana de Salvador nos anos iniciais do ensino fundamental. Avançamos também no desenvolvimento das nossas lideranças e no fortalecimento das práticas de ética, integridade e gestão de riscos.

Os avanços do trimestre refletem uma Companhia cada vez mais preparada para extrair o potencial do seu portfólio, fazer escolhas disciplinadas e transformar eficiência operacional em geração de valor. Seguiremos executando nossa estratégia com responsabilidade, solidez financeira e visão de longo prazo, confiantes na capacidade da PetroReconcavo de continuar evoluindo e criando valor para seus acionistas e para a sociedade.

José Firmo



1. DESTAQUES

Salvador, 5 de novembro de 2026 – A PetroReconcavo S.A. (B3: RECV3) apresenta os resultados do terceiro trimestre (3T26) e do acumulado ("9M26" 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

23,7 mil barris de óleo equivalente ("boe")/dia no 3T26, redução de 2% vs. 2T26; e 24,0 mil boe/dia no 9M26, redução de 11% vs. 9M25.

Brent e Dólar médios

Dated Brent médio de US$ 96,87/bbl no 3T26, redução de 7% vs. 2T26.
Dólar médio de R$ 5,14, aumento de 2% vs. 2T26.

Receita Líquida[1]

R$ 786 milhões no trimestre, redução de 3% vs. 2T26; e R$ 2,3 bilhões no 9M26, redução de 7% vs. 9M25.

EBITDA e EBITDA Ajustado

EBITDA de R$ 360 milhões no trimestre, redução de 9% vs. 2T26; e R$ 1,1 bilhão no 9M26, redução de 7% vs. 9M25.

EBITDA Ajustado de R$ 379 milhões no 3T26, redução de 4% vs. 2T26, excluindo efeitos não recorrentes registrados no período e de R$ 1,1 bilhão no acumulado, redução de 5% vs. 9M25.

Lucro Líquido

R$ 236 milhões no 3T26, aumento de 16% vs. 2T26; e R$ 563 milhões no 9M26, redução de 4% vs. 9M25.

Capex

R$ 147 milhões no 3T26, redução de 24% vs. 2T26; e R$ 537 milhões no 9M26, redução de 55% vs. 9M25.

Geração de Caixa Livre[2]

R$ 134 milhões no trimestre, aumento de 81% em relação ao 2T26; e R$ 288 milhões no 9M26, aumento de 58% vs. 9M25.

Dívida Líquida

R$ 1,2 bilhão de Dívida Líquida, representando alavancagem de 0,90x.

Novos contratos de processamento de gás

Assinatura de contratos de longo prazo para UTG Catu e suspensão do investimento da UPGN Miranga.

Principais Indicadores (R$ Mil[3])	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Líquida	786.254	807.943	-3%	786.385	0%	2.278.653	2.453.439	-7%
EBITDA	359.631	396.094	-9%	349.954	3%	1.065.995	1.147.573	-7%
EBITDA Ajustado	378.631	396.094	-4%	349.954	8%	1.084.995	1.147.573	-5%
Margem EBITDA	45,7%	49,0%	-3,3 p.p.	44,5%	1,2 p.p.	46,8%	46,8%	0,0 p.p.
Margem EBITDA Ajustado	48,2%	49,0%	-0,9 p.p.	44,5%	3,7 p.p.	47,6%	46,8%	0,8 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,90 x	1,01 x	-0,11 x	1,00 x	-0,10 x	0,90 x	1,00 x	-0,10 x
Lucro Líquido	236.083	202.683	16%	121.937	94%	562.563	587.605	-4%
Margem Líquida	30,0%	25,1%	4,9 p.p.	15,5%	14,5 p.p.	24,7%	24,0%	0,7 p.p.
Capex	147.065	192.984	-24%	568.631	-74%	537.354	1.183.920	-55%
Fluxo de Caixa Livre[2]	134.168	74.003	81%	(221.391)	n.m.	288.265	(114.038)	n.m.
Fluxo de Caixa Livre[2], excl. investimentos de *midstream*	134.168	74.003	81%	38.471	249%	288.265	182.673	58%
Produção Média Bruta (boe/dia)	23.677	24.101	-2%	26.426	-10%	24.046	27.015	-11%
Lifting Cost (US$/boe)	$ 16,52	$ 16,80	-2%	$ 15,52	6%	$ 16,38	$ 14,43	13%
Preço Médio de Realização do Óleo excl. *Hedge* (US$/boe)	$ 86,02	$ 93,57	-8%	$ 59,46	45%	$ 82,82	$ 61,96	34%
Preço Médio de Realização do Gás (US$/MMBTU)	$ 10,18	$ 10,26	-1%	$ 9,60	6%	$ 9,99	$ 9,23	8%
Taxa média de câmbio (R$/US$)	R$ 5,14	R$ 5,05	2%	R$ 5,45	-6%	R$ 5,15	R$ 5,65	-9%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US$/bbl)	$ 96,87	$ 103,85	-7%	$ 69,13	40%	$ 93,89	$ 70,93	32%

[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 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.
- Em 06 de agosto, a Companhia celebrou um novo contrato de comercialização de petróleo com a Brava Energia, com vigência de 01 de outubro de 2026 até 31 de dezembro de 2030. O acordo prevê compromisso mínimo recíproco de compra e venda de 50% da produção e aprimoramentos na metodologia de precificação, com condições mais favoráveis à medida que os volumes entregues aumentam e manutenção de componentes de preço atrelados a indicadores de mercado relacionados à atividade de refino.
- Em 19 de agosto, a Companhia celebrou aditivos contratuais com a Petrobras para o processamento de gás natural na UTG[4] Catu, na Bahia, assegurando capacidade contratada entre 2028 e 2037, com maior previsibilidade operacional e competitividade na monetização do gás produzido na região. Diante das novas condições, a Companhia decidiu suspender a Decisão Final de Investimento (FID) da UPGN[5] Miranga.
- Em 24 de setembro, a Companhia comunicou que o Sr. Troy Patrick Finney iniciou o processo de sucessão para concluir seu ciclo na PetroReconcavo. Em 5 de novembro, a Companhia anunciou a contratação do Sr. Peter Schlicht para o cargo de Vice-Presidente de Subsuperfície, dando início ao processo de transição entre os executivos. O Sr. Troy permanecerá como Diretor Estatutário da Companhia até 31 de dezembro de 2026, assegurando uma transição gradual e coordenada das responsabilidades.
- Em 07 de outubro, a Companhia adquiriu dois blocos exploratórios no 6º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP, localizados nas bacias Potiguar (POT-T-747) e do Recôncavo (REC-T-178), totalizando aproximadamente 58 km². Adjacentes às operações atuais, os blocos reforçam a estratégia de expansão e captura de sinergias operacionais. A aquisição envolve bônus de assinatura de R$ 360 mil e compromisso exploratório mínimo de 200 Unidades de Trabalho por bloco, ao longo de cinco anos a contar da data de assinatura dos Contratos de Concessão.
- Em 20 de outubro, foi anunciada a proposta de reorganização societária envolvendo a cisão parcial da SPE Tiêta, com a transferência de seus ativos operacionais de exploração e produção para uma nova subsidiária da PetroReconcavo ("New Co"), seguida da venda da SPE Tiêta para a KEO Capital por R$ 2,6 milhões. Em etapa subsequente, a Companhia pretende incorporar a nova subsidiária, simplificando sua estrutura societária, reduzindo custos e ampliando a eficiência administrativa, observadas as aprovações regulatórias e societárias aplicáveis.
- Em 26 de outubro, foram iniciadas atividades de manutenção programada na UTG Catu, na Bahia, com duração prevista de 25 dias e conclusão estimada em 19 de novembro. Durante o período, a produção de gás natural de parte dos campos do Ativo Bahia ficará temporariamente interrompida, com impacto estimado de 2,4 mil boe/d.

[4] UTG significa Unidade de Tratamento de Gás.
[5] UPGN significa Unidade de Processamento de Gás.

3. OPERACIONAL

3.1 Produção

A produção média registrada no trimestre foi de 23,7 mil boe/dia, redução de 2% em relação ao 2T26. O desempenho do trimestre refletiu, principalmente, a redução de 4,5% na produção do Ativo Potiguar, parcialmente compensada pelo aumento de 1% no Ativo Bahia.

Produção (boe/dia)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Óleo	7.563	7.629	-1%	8.324	-9%	7.610	8.601	-12%
Gás	4.231	4.724	-10%	4.606	-8%	4.556	4.728	-4%
Ativo Potiguar	**11.795**	**12.353**	**-5%**	**12.930**	**-9%**	**12.166**	**13.328**	**-9%**
Óleo	6.603	6.045	9%	7.267	-9%	6.269	7.478	-16%
Gás	5.280	5.703	-7%	6.230	-15%	5.610	6.209	-10%
Ativo Bahia	**11.883**	**11.747**	**1%**	**13.496**	**-12%**	**11.879**	**13.687**	**-13%**
Óleo	14.166	13.674	4%	15.591	-9%	13.879	16.078	-14%
Gás	9.511	10.427	-9%	10.836	-12%	10.166	10.937	-7%
Total	**23.677**	**24.101**	**-2%**	**26.426**	**-10%**	**24.046**	**27.015**	**-11%**

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

Ativo Bahia

No trimestre, o Ativo Bahia alcançou produção média de 11,9 mil boe/dia, 1% superior à registrada no 2T26, tendo a produção de petróleo aumentado 9% no trimestre, enquanto a produção de gás apresentou redução de 7%.

Em Miranga, a produção apresentou queda de 5,6%, principalmente em razão da parada programada de 12 dias para manutenção do sistema de compressão em julho, além de falhas em poços. Esses eventos resultaram em menor *uptime* operacional, refletindo uma menor disponibilidade dos sistemas de compressão e, consequentemente, um menor tempo efetivo de produção ao longo do trimestre.

Em Remanso, houve redução de 2,4% em relação ao trimestre anterior, impactada pela menor produção de gás, em razão de paradas não programadas nos sistemas de compressão de diferentes campos, que também contribuíram para um menor *uptime* operacional. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento de 1,2% na produção de petróleo, como resultado da campanha de workovers realizada ao longo do período.

Em Tiê, a produção aumentou 22,4%, em relação ao 2T26, refletindo bons resultados de um workover realizado e os primeiros resultados da campanha de injeção de água iniciada em setembro de 2025, com crescimento de 27,5% na produção de petróleo. A produção de gás, apesar da redução na comparação das médias trimestrais, apresentou aumento gradual ao longo do trimestre.

Ativo Potiguar

Ativo Potiguar registrou produção média de 11,8 mil boe/dia no 3T26, redução de 5% em relação ao trimestre anterior, refletindo quedas de 10% na produção de gás e de 1% na produção de petróleo.

O desempenho refletiu, principalmente, a depleção de gás natural no Polo Sabiá, somada a falhas pontuais em poços produtores e interrupções no fornecimento de energia.

No Polo Riacho da Forquilha, esses efeitos foram parcialmente compensados pelos resultados das intervenções realizadas ao longo do trimestre.

Ao longo do trimestre, quatro workovers foram direcionados para a ampliação da estratégia de injeção de água, reforçando as iniciativas de recuperação secundária voltadas para a sustentação de produção de petróleo, com destaque para o atingimento de taxas de injeção acima de um no Polo Sabiá, indicando o início do processo de repressurização dos reservatórios.

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 de equipamentos do mercado onshore. A Companhia encerrou o 3T26 com 11 sondas próprias de workover em operação.

No trimestre, foram realizados 42 projetos de workover, dos quais 24 no Ativo Potiguar e 18 no Ativo Bahia. Desses, seis foram direcionados à ampliação dos projetos de injeção de água, sendo quatro no Rio Grande do Norte e dois na Bahia. Entre as intervenções realizadas, destaca-se a conversão de mais um poço produtor em poço injetor no campo de Tiê.

A Companhia dispunha 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 permaneceu hibernada (*cold stack)*.

No 3T26, a PR-21 concluiu a parada anual de manutenção e iniciou a preparação para a retomada da campanha de perfuração no Ativo Potiguar, prevista para os próximos meses.

A PR-14 manteve-se em operação para terceiros na Bahia.

3.3 Midstream

No segmento de midstream, a Companhia opera a UTG São Roque, na Bahia, e detém 50% dos ativos de midstream do Ativo Potiguar, incluindo a UPGN de Guamaré. Esses ativos contribuem para a eficiência e segurança operacional, além de ampliar a previsibilidade de custos relacionados ao processamento e escoamento do gás natural.

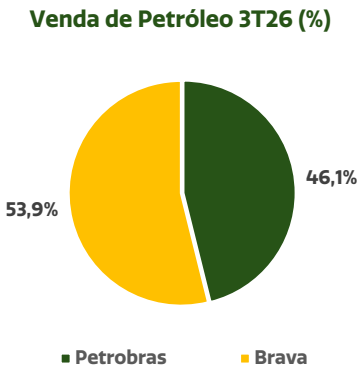
No trimestre, a Companhia firmou com a Petrobras instrumentos que estabelecem novas condições comerciais e operacionais para o acesso à UTG Catu, assegurando capacidade contratada de processamento entre 2028 e 2037. O acordo de longo prazo representa um importante avanço na estratégia de monetização do gás natural produzido na Bahia, ao assegurar uma solução de longo prazo para o processamento da produção.

Diante das novas condições para o acesso à UTG Catu, a Companhia decidiu suspender a Decisão Final de Investimento relativa à implementação da UPGN Miranga, suspendendo o investimento divulgado de aproximadamente US$ 60 milhões.

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$ 86,02 por barril (US$ 86,08 no Ativo Bahia e US$ 85,96 no Ativo Potiguar), representando 89% do valor de referência do Dated Brent. Além disso, a Companhia registrou desconto médio, em relação ao Dated Brent, de US$ 10,79 para o Ativo Bahia, aumento de 40% em relação ao trimestre anterior; e de US$ 10,91 para o Ativo Potiguar, redução de, aproximadamente, 12% em relação ao 2T26. Em relação ao ICE Brent, indexador dos contratos do Ativo Potiguar, o desconto médio do 3T26 foi de US$ 5,33.

No Ativo Bahia, o aumento do desconto refletiu a dinâmica das referências de preços que compõem a cesta utilizada em seu cálculo, formada por petróleos de origem africana e sul-americana, com características semelhantes às do petróleo produzido na Bahia e que competem nos mesmos mercados consumidores. O comportamento dessas referências está associado às condições do mercado internacional, em um contexto de maior volatilidade e incertezas relacionadas ao cenário geopolítico no Oriente Médio.

No Ativo Potiguar, a redução do desconto 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.

Preço Médio Realização Petróleo		3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Líquida excluindo efeito do hedge	(R$ Mil)	577.284	593.916	-3%	471.512	22%	1.613.612	1.528.088	6%
Volume Entregue	Mbbl	1.307	1.257	4%	1.421	-8%	3.785	4.365	-13%
Volume entregue incluindo estoque	Mbbl	1.307	1.257	4%	1.455	-10%	3.785	4.365	-13%
Preço Médio Realização	(R$/bbl)	**441,84**	**472,48**	**-6%**	**323,98**	**36%**	**426,34**	**350,10**	**22%**
Preço Médio Realização	(US$/bbl)	**86,02**	**93,57**	**-8%**	**59,46**	**45%**	**82,82**	**61,96**	**34%**
Dated Brent médio	(US$/bbl)	**96,87**	**103,85**	**-7%**	**69,13**	**40%**	**93,89**	**70,93**	**32%**
% do Dated Brent médio		89%	90%	-	86%	-	88%	87%	-
ICE Brent Médio	(US$/bbl)	**91,29**	**96,68**	**-6%**	**68,17**	**34%**	**88,86**	**69,91**	**27%**
% do ICE Brent médio		94%	97%	-	87%	-	93%	89%	-

O período permaneceu marcado por uma dinâmica atípica no mercado internacional de petróleo. Desde março, as tensões geopolíticas no Oriente Médio contribuíram para a ampliação do spread entre o Dated Brent e o ICE Brent, refletindo em maior restrição de oferta no mercado físico. Neste cenário, o Dated Brent foi negociado com prêmio significativo em relação aos preços futuros, sinalizando um cenário de escassez de curto prazo. Como consequência, 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$ 10,18 por milhão de BTUs, representando 10,51% do valor de referência do Dated Brent. O volume produzido e entregue pela Companhia foi de 131 milhões de m³, aumento de 4% em relação ao trimestre anterior, em função

da menor entrega de gás no 2T26 decorrente da parada programada para manutenção na UPGN de Guamaré.

Ainda assim, durante o 3T26, devido à menor produção de gás natural no período, fez-se necessário adquirir gás de terceiros para cumprir com os contratos fixos de entrega de gás, resultando na aquisição de 18 milhões de m³ de gás natural durante o 3T26.

A Companhia possui uma carteira comercial diversificada, com contratos que adotam diferentes mecanismos de precificação, como indexação ao Brent com pisos e tetos, preços fixos e componentes fixos. Essa composição reduz a volatilidade das receitas, aumenta a previsibilidade dos resultados e preserva o potencial de captura de valor em cenários de alta dos preços do petróleo.

Os contratos indexados ao Brent apresentam piso e teto, 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		3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Líquida	(R$ Mil)	290.740	279.150	4%	298.658	-3%	833.315	906.555	-8%
Volume Produzido e Entregue	Mm³	131.206	126.117	4%	142.907	-8%	397.880	432.590	-8%
Volume Compra	Mm³	17.789	18.284	-3%	10.117	76%	36.373	33.571	8%
Volume Entregue Total	Mm³	148.995	144.401	3%	153.024	-3%	434.253	466.161	-7%
Preço Médio Realização	(R$/Mm3)	**1,95**	**1,93**	**1%**	**1,95**	**0%**	**1,92**	**1,94**	**-1%**
Preço Médio Realização	(US$/MMBTU)	**10,18**	**10,26**	**-1%**	**9,60**	**6%**	**9,99**	**9,23**	**8%**

Gás Natural Processado

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.

Adicionalmente, a Companhia celebrou com a Shell um novo contrato de venda de gás seco para 2027, na modalidade firme, totalizando um volume contratado de 300 mil m³/dia.

Líquidos de Gás Natural

No 3T26, 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.

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)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Líquida	786.254	807.943	-3%	786.385	0%	2.278.653	2.453.439	-7%
Custos e Despesas	(367.429)	(355.798)	3%	(384.351)	-4%	(1.037.612)	(1.126.475)	-8%
Royalties	(59.194)	(56.051)	6%	(52.080)	14%	(175.046)	(179.391)	-2%
EBITDA	**359.631**	**396.094**	**-9%**	**349.954**	**3%**	**1.065.995**	**1.147.573**	**-7%**
Depreciação, Amortização e Depleção	(183.556)	(173.038)	6%	(192.350)	-5%	(516.770)	(551.799)	-6%
Lucro Operacional	**176.075**	**223.056**	**-21%**	**157.604**	**12%**	**549.225**	**595.774**	**-8%**
Resultado Financeiro Líquido	77.960	10.781	623%	(8.980)	n.m.	87.699	115.438	-24%
Impostos Correntes	(665)	(6.368)	-90%	(1.382)	-52%	(9.592)	(11.647)	-18%
Impostos Diferidos	(17.287)	(24.786)	-30%	(25.305)	-32%	(64.769)	(111.960)	-42%
Lucro Líquido	**236.083**	**202.683**	**16%**	**121.937**	**94%**	**562.563**	**587.605**	**-4%**

5.1 Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R$ 786 milhões no trimestre, redução de 3% versus o 2T26, refletindo, principalmente, a menor receita com petróleo, parcialmente compensada pelo crescimento da receita com gás natural e serviços.

No acumulado, a Receita Líquida foi de R$ 2,3 bilhões, redução de 7% em relação ao 9M25, impactada pelos menores volumes produzidos, pelas liquidações dos contratos de hedge na modalidade NDF e pela menor taxa média de câmbio, efeitos parcialmente compensados pelo aumento de 32% no preço médio do Brent no período.

Receita Líquida (R$ Mil)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	269.117	273.209	-1%	230.779	17%	747.682	769.685	-3%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	308.166	320.707	-4%	240.733	28%	865.930	758.402	14%
Instrumentos financeiros derivativos (NDF)[1]	(106.735)	(89.286)	20%	-	n.m.	(231.256)	-	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	**470.549**	**504.630**	**-7%**	**471.512**	**0%**	**1.382.356**	**1.528.088**	**-10%**
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	**290.740**	**279.150**	**4%**	**298.658**	**-3%**	**833.315**	**906.555**	**-8%**
Receita Líquida com Serviços	**24.966**	**24.163**	**3%**	**16.215**	**54%**	**62.982**	**18.796**	**235%**
Receita Líquida Total	**786.254**	**807.943**	**-3%**	**786.385**	**0%**	**2.278.653**	**2.453.439**	**-7%**

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

A Receita Líquida com petróleo atingiu R$ 471 milhões no trimestre, redução de 7% em relação ao 2T26, refletindo, principalmente, a queda de 7% no preço médio de referência do Brent e o maior impacto das liquidações dos contratos de hedge na modalidade NDF, que alcançou R$ 106,7 milhões. No trimestre, foram liquidados 733 mil barris a US$ 62,96/bbl. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 4% na produção de petróleo e pela valorização de 2% do dólar frente ao real.

A Receita Líquida com gás totalizou R$ 291 milhões no trimestre, aumento de 4% em relação ao 2T26, refletindo, principalmente, a recuperação dos volumes de líquidos de gás comercializados, especialmente GLP, após queda no trimestre anterior, em função da manutenção programada da UPGN de Guamaré. No trimestre, a Companhia também adquiriu gás de terceiros para cumprimento dos contratos firmes, em função da menor produção de gás no período, além do menor *uptime* operacional dos sistemas de compressão de Miranga e de Remanso, conforme mencionado na seção Operacional.

A Receita Líquida com prestação de serviços no segmento de RSO foi de aproximadamente R$ 25 milhões no trimestre e de R$ 63 milhões no acumulado, em função da receita proveniente 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 realiza operações de hedge com o objetivo de aumentar a previsibilidade do fluxo de caixa e reduzir a exposição à volatilidade dos preços do petróleo. Em 30 de setembro de 2026, a carteira de hedge era composta pelos contratos dos tipos Zero Cost Collar (ZCC) e Non-Deliverable Forward (NDF).

Os contratos do tipo ZCC que normalmente não exigem desembolso inicial, protegem a Companhia contra oscilações do Brent por meio de uma faixa de preços predefinida com opções de compra (*call*) e venda (*put*). 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 setembro de 2026, a Companhia possuía 184 mil barris protegidos por meio dessa estrutura, com piso médio de US$ 60,00/bbl e teto médio de US$ 69,75/bbl, concentrados no quarto trimestre de 2026.

Os contratos do tipo NDF, por sua vez, fixam previamente um preço de referência e são liquidados financeiramente com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado na data de vencimento. Esses instrumentos são designados como hedge para fins contábeis (hedge accounting) com seus efeitos apropriados à receita no momento da venda. Em 30 de setembro de 2026, a Companhia possuía cerca de 3,5 milhões de barris protegidos por NDFs, distribuídos entre o quarto trimestre de 2026 e o primeiro semestre de 2028, com preço médio de US$ 63,24/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.

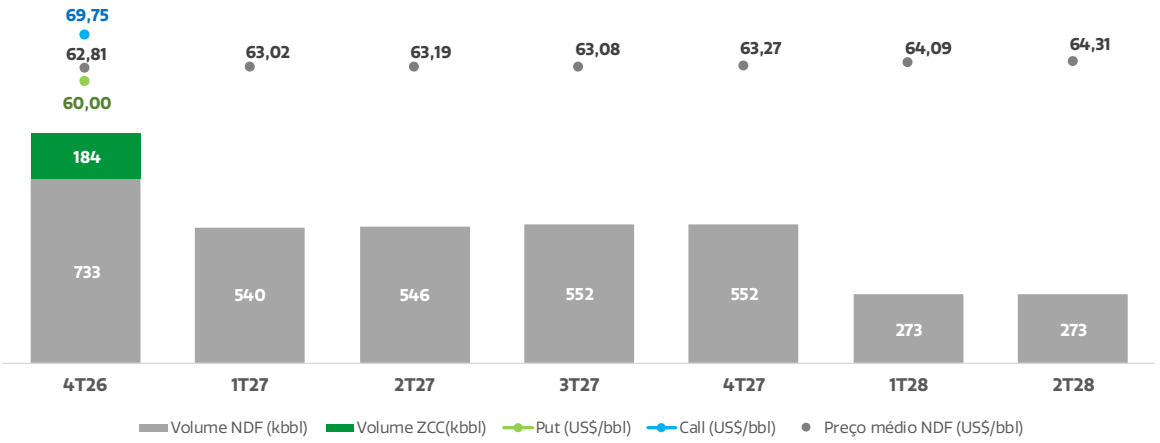
Em 30 de setembro de 2026, a Companhia tinha os seguintes contratos em aberto:

ZCC	Preço médio (US$/bbl)		Quantidade	Valor justo
Em 30/09/2026	Put	Call	bbl	R$ Mil
Menos de 3 meses	60,00	69,75	184.000	(24.413)
De 3 a 6 meses	–	–	–	–
De 6 a 12 meses	–	–	–	–
De 1 a 2 anos	–	–	–	–
Total	60,00	69,75 [1]	184.000	(24.413)

NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
Em 30/09/2026	(US$/bbl)	bbl	R$ Mil
Menos de 3 meses	62,81	733.000	(122.657)
De 3 a 6 meses	63,02	540.000	(73.482)
De 6 a 12 meses	63,13	1.098.000	(117.328)
De 1 a 2 anos	63,73	1.098.000	(83.945)
Total	63,24 [1]	3.469.000	(397.412)

[1] Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de setembro de 2026.

Distribuição acumulada dos contratos de hedge em aberto por período



5.3 Custos e Despesas operacionais

Os Custos e Despesas somaram R$ 367 milhões no trimestre e R$ 1,0 bilhão no acumulado, representando aumento de 3% em relação ao 2T26 e redução de 8% em comparação ao 9M25.

Nos 9M26, 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)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Pessoal	70.112	72.554	-3%	76.082	-8%	220.402	217.833	1%
Serviços e Materiais	142.623	160.701	-11%	201.486	-29%	460.446	525.456	-12%
Energia Elétrica	21.568	18.239	18%	17.274	25%	58.338	54.406	7%
Outros Custos e Despesas	45.664	8.299	n.m.	(8.511)	n.m.	55.633	11.423	n.m.
Custos de Midstream e Compra de gás	87.462	96.005	-9%	98.020	-11%	242.793	317.357	-23%
Compra de gás de terceiros	34.971	43.517	-20%	21.251	65%	83.697	84.992	-2%
Processamento e Escoamento de gás	35.047	33.965	3%	52.088	-33%	103.885	160.448	-35%
Transporte de gás	17.444	18.523	-6%	24.681	-29%	55.211	71.917	-23%
Custos e Despesas Totais	**367.429**	**355.798**	**3%**	**384.351**	**-4%**	**1.037.612**	**1.126.475**	**-8%**

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

Pessoal: redução de 3%, em função, principalmente, de menores gastos com benefícios e remuneração variável.

Serviços e materiais: redução de 11%, em função, principalmente, de menores gastos com arrendamentos, licenças de software e diesel, além de outras despesas associadas às atividades operacionais.

Energia elétrica: aumento de 18%, em função da renovação dos contratos de energia no mercado livre do Ativo Bahia, em um cenário de preços superiores aos contratados anteriormente.

Custos com midstream (escoamento, processamento e transporte de gás natural): os custos de processamento e escoamento aumentaram 3%, refletindo a retomada das operações da UPGN Guamaré após a manutenção programada no 2T26. Em contrapartida, os custos de transporte recuaram 6%, refletindo a redução do componente variável da tarifa de utilização do sistema da TAG, em um contexto de menores preços no mercado de curto prazo.

Custos com compra de gás: redução de 20%, refletindo os menores volume e preços de gás de terceiros adquirido no período.

Outros custos e despesas: aumento significativo no período devido, principalmente, ao reconhecimento de R$ 19 milhões em efeitos não recorrentes, incluindo R$ 4 milhões em ajuste de contas a receber e R$ 15 milhões referente ao *write-off* dos gastos associados à UPGN Miranga, após a suspensão da decisão de investimento em função da contratação de longo prazo para processamento de gás natural na UTG Catu, conforme comunicado ao mercado em 19 de agosto de 2026. Adicionalmente, foram reconhecidas despesas relacionadas a baixa de estoques obsoletos e à variação de eficiência de sondas, em decorrência da menor atividade de perfuração no período, além de despesas relacionadas a baixas de adiantamentos a fornecedores, dentre outros.

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.

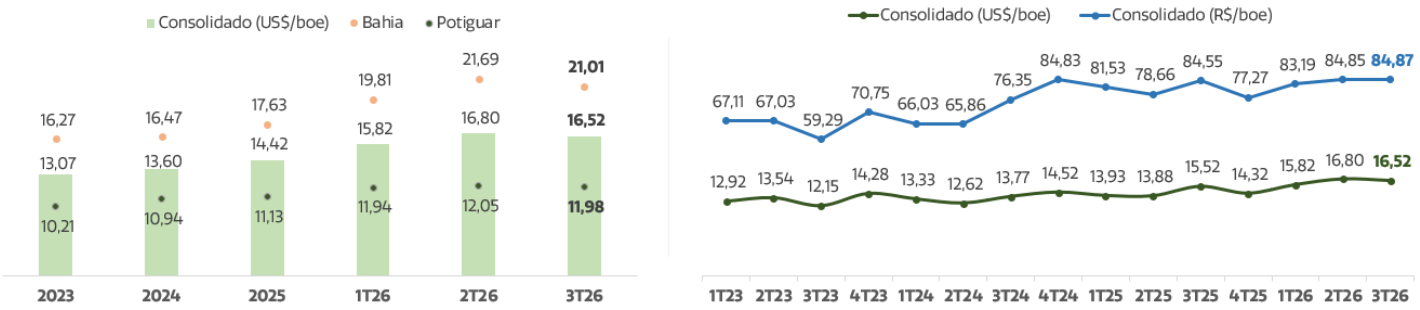
No trimestre, o custo médio de produção totalizou R$ 185 milhões, 1% menor em relação ao 2T26. Já o custo por barril foi de US$ 16,52/boe, 2% menor em relação ao trimestre anterior, favorecido pela

apreciação de 2% do dólar no período e menores custos totais, que mais do que compensaram a base de produção menor.

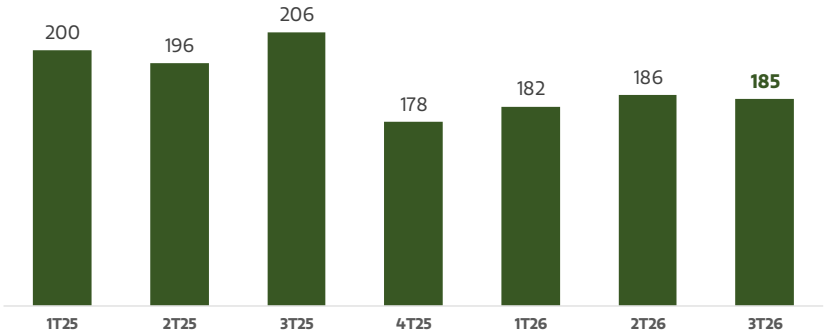
No acumulado, o custo médio de produção totalizou R$ 553 milhões, redução de 8% em relação ao ano anterior, refletindo os ganhos das iniciativas de eficiência operacional implementadas desde o 4T25. Essa redução, entretanto, não se reflete no custo por barril, que atingiu US$ 16,38/boe, aumento de 13% em relação ao 9M25, em função dos menores volumes produzidos e pela apreciação do real frente ao dólar.

A redução dos custos absolutos, tanto no trimestre quanto no acumulado do ano, reflete os esforços de eficiência operacional da Companhia, ainda que o menor nível de produção continue pressionando o indicador por barril no acumulado.

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



Evolução do Lifting Cost consolidado (R$ Milhões)



5.5 Royalties

A Companhia contabilizou R$ 59 milhões em Royalties no trimestre e R$ 175 milhões no acumulado, aumento de 6% e redução de 2%, respectivamente. No trimestre, o aumento refletiu, principalmente, o crescimento de cerca de 27,5% na produção de óleo do campo de Tiê, cuja alíquota de royalties é superior à média da Companhia, parcialmente compensado pelos menores volumes de gás produzidos. A variação também reflete o efeito positivo de um crédito pontual da ANP registrado no 2T26 referente a pagamentos históricos de royalties realizados a maior.

No acumulado, a redução refletiu, principalmente, os menores volumes produzidos, parcialmente compensados pelos maiores preços de referência de óleo e gás no período.

5.6 EBITDA e Lucro Operacional

O EBITDA, conforme Resolução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 156, foi de R$ 360 milhões no trimestre, redução de 9% em relação ao 2T26 e de R$ 1,1 bilhão no acumulado, redução de 7% em relação ao 9M25.

O EBITDA Ajustado totalizou 379 milhões no 3T26, redução de 4% em relação ao 2T26, excluindo R$ 19 milhões em efeitos não recorrentes, sendo R$ 15 milhões referentes ao *write-off* associado relacionado à decisão de não prosseguir com a UPGN Miranga e um ajuste de R$ 4 milhões em contas a receber. No acumulado do ano, o EBITDA Ajustado é de R$ 1,1 bilhão, queda de 5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Quanto ao Lucro Operacional, o montante registrado no 3T26 foi de R$ 176 milhões, redução de 21% em relação ao trimestre anterior. Nos 9M26, o Lucro Operacional foi de R$ 549 milhões, redução de 8% em relação aos 9M25.

5.7 Netback (Margem)

Com base no volume total produzido no trimestre, o *break-even cash cost* foi de US$ 30,55/boe, refletindo a redução dos custos operacionais por boe, incluindo a queda de 2% no lifting cost e de 4% no G&A, parcialmente compensada pelo aumento de 4% nos royalties.

A margem foi US$ 35,78 por boe no trimestre, redução de 12% em relação ao trimestre anterior, refletindo a redução de 7% no Brent médio do período.

No acumulado, o *break-even cash cost* foi de US$ 30,68 por barril, enquanto a margem média alcançou US$ 42,33 por boe, 39% superior à registrada no 9M25, refletindo a alta do preço de petróleo, parcialmente mitigada pelos efeitos dos contratos de hedges NDF e aumento do lifting cost.

Netback (US$/ boe)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Brent médio	96,87	103,85	-7%	69,13	40%	93,89	70,93	32%
Desconto médio + Impacto Hedge NDF[1]	(30,54)	(32,34)	-6%	(10,74)	184%	(20,88)	(12,24)	71%
Receita Líquida	**66,33**	**71,50**	**-7%**	**58,38**	**14%**	**73,01**	**58,69**	**24%**
Lifting Cost	(16,52)	(16,80)	-2%	(15,52)	6%	(16,38)	(14,43)	14%
Midstream	(4,69)	(4,74)	-1%	(5,80)	-19%	(4,71)	(5,58)	-16%
G&A	(4,05)	(4,24)	-4%	(3,74)	8%	(4,40)	(3,83)	15%
Royalties	(5,29)	(5,07)	4%	(3,86)	37%	(5,19)	(4,30)	21%
Break-even Cash Cost	**(30,55)**	**(30,85)**	**-1%**	**(28,92)**	**6%**	**(30,68)**	**(28,14)**	**9%**
Margem	**35,78**	**40,65**	**-12%**	**29,46**	**21%**	**42,33**	**30,55**	**39%**
% do Brent	*36,9%*	*39,1%*	*-2,2%*	*42,6%*	*-5,7%*	*45,1%*	*43,1%*	*2,0%*

[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$ 78 milhões no trimestre, representando cerca de sete vezes o resultado registrado no trimestre anterior. A variação trimestral refletiu, principalmente, a maior contribuição positiva dos instrumentos financeiros derivativos, com destaque para o efeito da marcação a mercado (MTM) dos swaps cambiais, influenciado pela movimentação das curvas futuras de câmbio e juros no período. Adicionalmente, o resultado foi beneficiado pela maior contribuição positiva da variação cambial líquida, decorrente, principalmente, de ganhos cambiais sobre fundos cambiais.

Em relação aos instrumentos de Zero Cost Collar (ZCC), a valorização da curva futura do Brent resultou em efeito negativo de marcação a mercado no trimestre. Adicionalmente, as liquidações de ZCC no período geraram impacto negativo de R$ 20,4 milhões.

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$ 159,2 milhões com MTM de swaps, além de efeito caixa positivo de R$ 24 milhões decorrente dos derivativos de swaps cambiais liquidados no trimestre.

As despesas financeiras recuaram 19% no trimestre, refletindo, principalmente, o menor efeito da correção monetária das debêntures, em linha com a desaceleração do IPCA no período, além da menor despesa com juros sobre as debêntures.

No acumulado, o Resultado Financeiro foi positivo em R$ 88 milhões, 24% menor do que o resultado registrado nos 9M25. A redução refletiu, principalmente, o aumento das despesas financeiras, em função do maior volume de debêntures entre os períodos, parcialmente compensado pela maior contribuição positiva da MTM dos instrumentos financeiros derivativos.

Resultado Financeiro (R$ Mil)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receitas Financeiras	15.559	12.493	25%	13.527	15%	42.755	36.121	18%
Despesas Financeiras	(98.362)	(122.104)	-19%	(88.196)	12%	(337.466)	(224.864)	50%
Variação Cambial, Líquida	12.231	2.447	n.m.	(7.994)	n.m.	(37.343)	(63.514)	-41%
Instrumentos Financeiros	148.532	117.945	26%	73.683	102%	419.753	367.695	14%
Swap - Marcação a Mercado (MTM)	159.243	44.883	255%	79.637	100%	444.830	340.385	31%
Swap - Apuração no período[1]	24.003	54.639	-56%	-	n.m.	103.593	27.920	271%
ZCC - Marcação a Mercado (MTM)	(14.318)	68.425	n.m.	(5.954)	140%	(38.953)	(1.320)	n.m.
ZCC - Apuração no período[1]	(20.396)	(50.002)	-59%	-	n.m.	(89.717)	710	n.m.
Total do Resultado Financeiro	**77.960**	**10.781**	**n.m.**	**(8.980)**	**n.m.**	**87.699**	**115.438**	**-24%**
Taxa de câmbio no final do período	*5,18*	*5,18*	*0%*	*5,32*	*-3%*	*5,18*	*5,32*	*-3%*

[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 os efeitos financeiros futuros estimados a valor presente, considerando as condições de mercado vigentes ao final do período. Importante destacar que essa variação é registrada no resultado do trimestre, no entanto, vale ressaltar que os efeitos da MTM não possuem efeito caixa imediato, 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$ 67 milhões no 3T26 e R$ 318 milhões no 9M26.

5.9 Lucro Líquido

O Lucro Líquido contábil totalizou R$ 236 milhões no trimestre e R$ 563 milhões no acumulado, aumento de 16% em relação ao 2T26 e 4% menor em relação ao 9M25, respectivamente.

O resultado foi significativamente influenciado por efeitos relacionados à MTM dos swaps associados ao endividamento da Companhia, refletindo a reprecificação desses instrumentos em função do recuo das curvas futuras de câmbio e de juros ao longo do trimestre.

Excluindo os efeitos cambiais e da MTM do ZCC, da dívida e os impostos diferidos referentes aos swaps de dívida, o Lucro Líquido Ajustado seria de aproximadamente R$ 145 milhões no trimestre e de R$ 308 milhões nos 9M26.

Lucro Ajustado (R$ Mil)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Lucro Líquido	**236.083**	**202.683**	**16%**	**121.937**	**94%**	**562.563**	**587.605**	**-4%**
Collar - Marcação a Mercado (MTM)	14.318	(68.425)	n.m.	5.954	140%	38.953	1.320	n.m.
Swap - Marcação a Mercado (MTM)	(159.243)	(44.883)	255%	(79.637)	100%	(444.830)	(340.385)	31%
Imposto Diferido sobre MTM do Swap	54.143	15.260	255%	27.077	100%	151.242	115.731	31%
Lucro Líquido Ajustado	**145.301**	**104.635**	**39%**	**75.330**	**93%**	**307.928**	**364.271**	**-15%**

5.10 Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais no trimestre totalizou R$ 306 milhões, aumento de 16% versus 2T26, beneficiado, principalmente, pelo menor pagamento de juros no período, que foi parcialmente compensado pelo maior impacto dos instrumentos financeiros derivativos.

Em razão da sazonalidade associada ao cronograma de pagamentos estabelecido nas escrituras das debêntures vigentes da Companhia, os desembolsos com juros concentram-se, principalmente, nos segundo e quarto trimestre de cada exercício. Nesse contexto, os desembolsos com juros sobre debêntures foram menores no trimestre, ficando restritos à 3ª emissão.

Por sua vez, os instrumentos financeiros derivativos tiveram impacto negativo no caixa, refletindo a liquidação de contratos de NDFs no montante de R$ 106,7 milhões e o efeito caixa de R$ 20,4 milhões

associado às estruturas de hedge do tipo ZCC, parcialmente compensados pelo recebimento de R$ 24 milhões em caixa de derivativos relacionados aos swaps cambiais.

No acumulado, o caixa gerado pelas atividades operacionais foi de R$ 849 milhões, redução de 30% em relação ao mesmo período no ano anterior. A variação refletiu, principalmente, o efeito dos instrumentos derivativos, sendo R$ 231,3 milhões relacionados à liquidação de NDFs e R$ 89,7 milhões referentes ao efeito caixa das operações de ZCC, que foram parcialmente compensados pelo recebimento de R$ 103,6 milhões relacionados aos swaps cambiais. Adicionalmente, houve o efeito de maior pagamento de juros sobre debêntures em comparação aos 9M25.

No trimestre, o caixa resultante das atividades de investimento totalizou R$ 125 milhões negativos, sendo R$ 172 milhões negativos na adição ao imobilizado e intangível e R$ 47 milhões positivos em aplicações financeiras. No acumulado, o caixa resultante das atividades de investimento foi negativo em R$ 456 milhões.

O caixa resultante das atividades de financiamento foi negativo em R$ 115 milhões no trimestre, refletindo, principalmente, o pagamento de JCP aos acionistas, no montante bruto de R$ 100 milhões, realizado em agosto de 2026. No acumulado do ano, o caixa resultante das atividades de financiamento totalizou cerca de R$ 235 milhões negativos, sendo R$ 200 milhões referentes à distribuição bruta de JCP acumulado no ano.

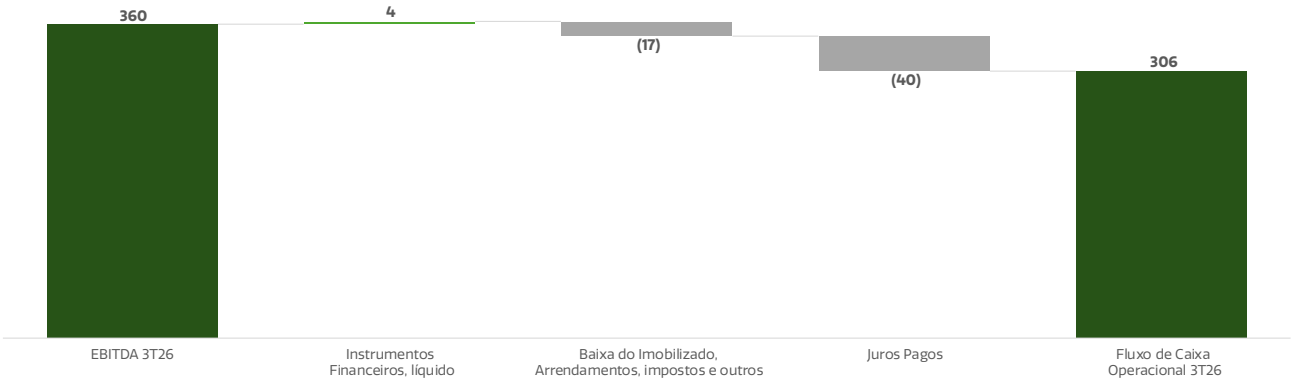
A Companhia encerrou o trimestre com Fluxo de Caixa Livre[6] positivo de R$ 134 milhões e de R$ 288 milhões nos 9M26.

Cabe destacar ainda que, mesmo com os desembolsos relacionados (i) aos instrumentos derivativos; (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$ 1,7 bilhão, reforçando sua flexibilidade financeira e sua capacidade de execução e geração de valor para os acionistas.

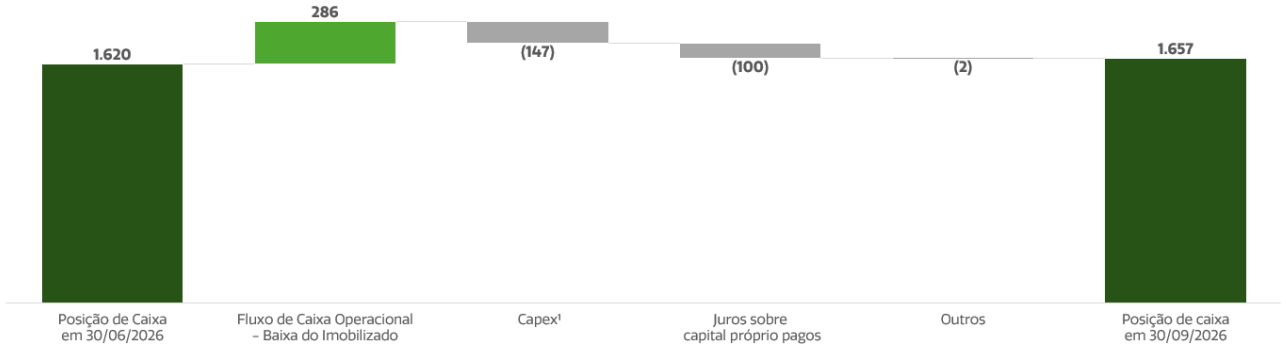
Demonstração de Fluxo de Caixa (R$ Mil)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	254.035	233.837	9%	148.624	71%	636.924	711.212	-10%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	80.137	121.702	-34%	76.640	5%	352.880	238.023	48%
Depreciação, Amortização e Depleção	183.556	173.038	6%	192.350	-5%	516.770	551.799	-6%
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	16.893	(28.659)	n.m.	(73.683)	n.m.	(129.807)	(367.695)	-65%
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	17.093	11.566	48%	38.470	-56%	34.094	139.146	-75%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	7.380	2.098	252%	(2.693)	n.m.	13.377	6.386	109%
Variação de Ativos e Passivos	(106.168)	(32.813)	224%	11.291	n.m.	(139.466)	15.558	n.m.
Efeitos dos Instrumentos Derivativos	(103.129)	(84.649)	22%	-	n.m.	(217.381)	28.630	n.m.
Juros Pagos	(40.176)	(127.569)	-69%	(1.461)	n.m.	(208.358)	(94.068)	121%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(3.363)	(4.973)	-32%	(1.679)	100%	(9.829)	(13.593)	-28%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	**306.258**	**263.578**	**16%**	**387.859**	**-21%**	**849.204**	**1.215.398**	**-30%**
Aplicações Financeiras	47.147	84.903	-44%	(210.738)	n.m.	104.648	72.509	44%
Adições ao Imobilizado e Intangível	(172.090)	(189.575)	-9%	(609.250)	-72%	(560.939)	(1.329.436)	-58%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	**(124.943)**	**(104.672)**	**19%**	**(819.988)**	**-85%**	**(456.291)**	**(1.256.927)**	**-64%**
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	-	-	n.m.	497.355	n.m.	-	497.355	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(14.989)	(10.425)	44%	(10.062)	49%	(35.060)	(228.269)	-85%
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.	-	n.m.	(117)	(7.323)	-98%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	(100.000)	(100.000)	0%	-	n.m.	(200.000)	(238.158)	-16%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	**(114.989)**	**(110.468)**	**4%**	**487.293**	**n.m.**	**(235.103)**	**23.753**	**n.m.**
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	**66.326**	**48.438**	**37%**	**55.164**	**20%**	**157.810**	**(17.776)**	**n.m.**
Fluxo de Caixa Livre	**134.168**	**74.003**	**81%**	**(221.391)**	**n.m.**	**288.265**	**(114.038)**	**n.m.**
Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de *midstream*	**134.168**	**74.003**	**81%**	**38.471**	**249%**	**288.265**	**182.673**	**58%**

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

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



Variação trimestral da Posição de Caixa (R$ Milhões)



¹ Para o capex do 3T26, o montante negativo em R$ 12 milhões registrados na linha de investimentos em midstream não teve efeito caixa no período.

5.11 Investimentos

Os investimentos totalizaram R$ 147 milhões no 3T26, queda de 24% em comparação ao trimestre anterior, conforme detalhado abaixo.

No acumulado, os investimentos somaram R$ 537 milhões, montante 55% inferior ao registrado no mesmo período do ano anterior, refletindo, 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 dos menores investimentos em midstream.

Capex (R$ Milhões)	3T26	2T26	Δ%	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Desenvolvimento de Reservas	149	174	-14%	287	-48%	519	796	-35%
Almoxarifado para inversões fixas	(0)	(9)	-99%	(4)	-97%	(24)	24	n.m.
Demais ativos fixos e intangíveis	10	19	-48%	26	-62%	44	67	-34%
Subtotal Capex	**159**	**183**	**-13%**	**309**	**-48%**	**540**	**887**	**-39%**
Investimentos em Midstream¹	(12)	10	n.m.	260	n.m.	(2)	297	n.m.
Capex Total	**147**	**193**	**-24%**	**569**	**-74%**	**537**	**1.184**	**-55%**

¹ Para o 3T26 e o 2T26, os valores registrados na linha de investimentos em midstream não possuem efeito caixa nos respectivos períodos.

Desenvolvimento de Reservas: R$ 149 milhões, refletindo os menores investimentos em perfuração, workovers e facilidades realizados no trimestre, sendo:

- Perfuração: R$ 15 milhões, redução de 29% em relação ao 2T26, refletindo os custos remanescentes referentes às etapas de completação das perfurações realizadas no primeiro semestre de 2026 e preparativos iniciais da próxima campanha de perfuração, além de custos relacionados a estudos e às avaliações de reprocessamento sísmico, visando aprimorar e otimizar a identificação e o desenvolvimento de oportunidades nos reservatórios.

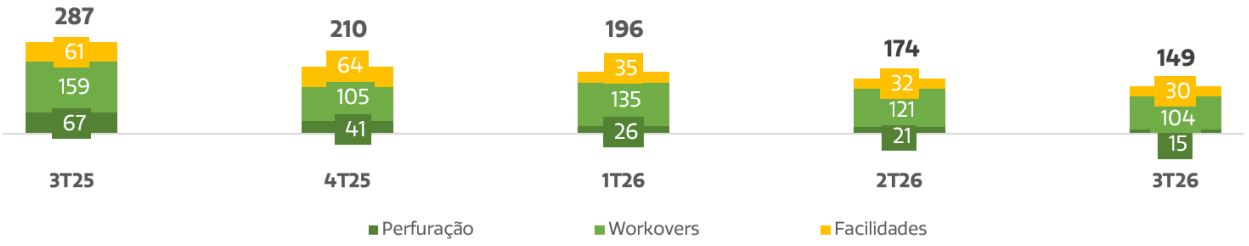
- Workovers: R$ 104 milhões, redução de 14% em relação ao 2T26, refletindo a menor atividade operacional, em linha com a redução de 14% no número de projetos de workovers executados no período.
- Facilidades: R$ 30 milhões, redução de 6% em relação ao 2T26, refletindo projetos de tratamento, transferência e injeção de água, com foco em suportar a estabilidade da produção, além de iniciativas de automação, integridade e confiabilidade dos ativos e melhorias nos sistemas de compressão.

Almoxarifado: sem variação no período.

Demais ativos fixos e intangíveis: R$ 10 milhões, redução de 48% em relação ao 2T26, refletindo os investimentos concentrados principalmente em transformação digital e automação, infraestrutura corporativa e projetos voltados à segurança, eficiência e capacidade operacional.

Investimento em Midstream: negativo em R$ 12 milhões no trimestre, refletindo o write-off de R$ 15 milhões relacionado à UPGN Miranga, após a decisão de não prosseguir com o projeto, conforme mencionado anteriormente, que foi parcialmente compensado pelos investimentos voltados à manutenção e continuidade operacional da UPGN Guamaré de R$ 3 milhões registrados no período.

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



5.12 Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 30 de setembro era de R$ 1,2 bilhão, redução de 23% em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2025. A redução da dívida líquida ao longo do ano 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. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses encerrou o trimestre em 0,90x, 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.

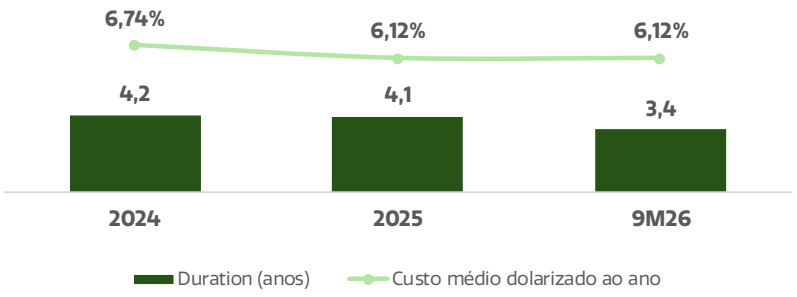
A dívida inclui ainda aproximadamente R$ 18 milhões referentes à parcela remanescente da aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural no Rio Grande do Norte, com vencimento no curto prazo.

Endividamento Líquido (R$ Mil)	30/09/2026	31/12/2025	Δ%
Debêntures	3.214.428	3.105.016	4%
Efeito dos Swaps de Dívida[1]	(356.383)	88.449	n.m.
Valores a pagar de aquisições[2]	18.154	18.515	-2%
Dívida bruta[3]	**2.876.199**	**3.211.980**	**-10%**
Caixa e Equivalentes de caixa	387.318	229.508	69%
Aplicações Financeiras	1.269.672	1.395.510	-9%
Posição de Caixa	**1.656.990**	**1.625.018**	**2%**
Dívida Líquida	**1.219.209**	**1.586.962**	**-23%**
EBITDA últimos 12 meses	1.361.078	1.442.656	-6%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	**0,90 x**	**1,10 x**	**-0,20 x**

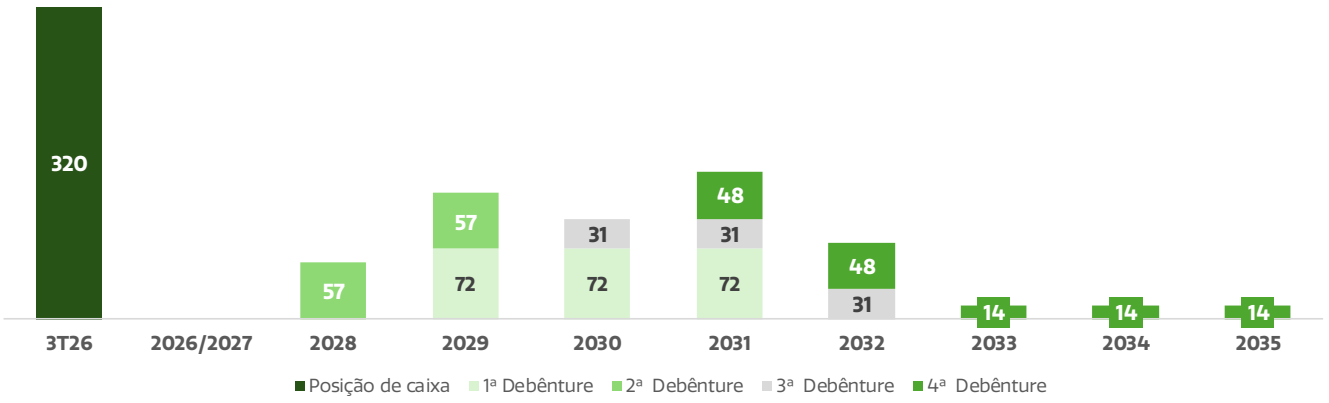
[1] Inclui o efeito líquido (passivo menos ativo) dos instrumentos financeiros derivativos associados a swap cambial.
[2] Refere-se à parcela remanescente da aquisição de 50% de Guamaré atrelada ao câmbio do período.
[3] Não inclui proventos declarados a pagar.

O perfil de endividamento da Companhia permanece sólido, com prazo médio da dívida (duration) de 3,4 anos e custo médio dolarizado de 6,12% ao ano e estrutura de capital confortável com vencimentos de principal concentrados no longo prazo e a próxima amortização relevante prevista apenas para 2028.

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 setembro de 2026 no valor de R$ 5,18. As debêntures incluem o efeito do swap.

A Companhia encerrou o trimestre com posição de caixa de R$ 1,7 bilhão, considerando caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras. 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 manteve o foco em sua estratégia de geração de valor compartilhado, com iniciativas voltadas ao desenvolvimento dos territórios onde atua, à formação de pessoas e ao fortalecimento das práticas de ética e integridade.

No âmbito do investimento social, a PetroReconcavo manteve o programa Educar Pra Valer em Pojuca e Mata de São João (BA), municípios parceiros desde 2025, e em Açu (RN), onde a iniciativa teve início em 2026. Os resultados do IDEB 2025, divulgados em agosto, apontaram avanços nos dois municípios baianos, que superaram seus índices anteriores. Mata de São João alcançou nota 7,0 nos anos iniciais do ensino fundamental, ocupando a primeira posição entre os municípios da Região Metropolitana de Salvador, enquanto Pojuca registrou 6,0, na segunda posição.

No período, a Companhia também realizou ações de educação ambiental em escolas municipais de comunidades rurais próximas às operações, abordando os efeitos do El Niño, no Rio Grande do Norte, e o manejo e a conservação do solo, na Bahia. Em Catu (BA), concluiu o ciclo de workshops de empreendedorismo feminino do Programa Ciranda Viva, voltado ao desenvolvimento de negócios, à geração de renda e à autonomia das participantes. Os projetos sociais apoiados pela PetroReconcavo beneficiaram mais de 21 mil pessoas.

Na agenda de pessoas, a PetroReconcavo deu continuidade aos programas de formação de lideranças e desenvolvimento de competências, incluindo o Lidera PR e as Academias de Coordenadores e de Gerentes, além de capacitações técnicas. Também avançou em mobilidade interna e atração de talentos, com o lançamento do programa de recrutamento interno, a admissão de aprendizes e estagiários e ações de aproximação com universidades. Em diversidade e inclusão, promoveu ações de conscientização, com destaque para a campanha Agosto Lilás, de prevenção e combate à violência contra a mulher.

Na agenda de ética e integridade, a PetroReconcavo avançou no fortalecimento de seu Programa de Integridade e dos mecanismos de prevenção e gestão de riscos. Nos Indicadores Ethos de Integridade, Prevenção e Combate à Corrupção, a pontuação evoluiu de 8,4 para 8,8 pontos, em uma escala de 0 a 10, no ciclo 2025. A Companhia também lançou no trimestre novo Programa de Treinamento do Código de Ética e Conduta, estruturado em 12 módulos digitais, com recursos de inteligência artificial e conteúdo voltado aos principais temas de integridade, alcançando adesão de 98,5% até setembro, e aprimorou os processos de *due diligence* de fornecedores, com novos controles na etapa de cadastro e avaliações orientadas a riscos regulatórios, reputacionais e de integridade.

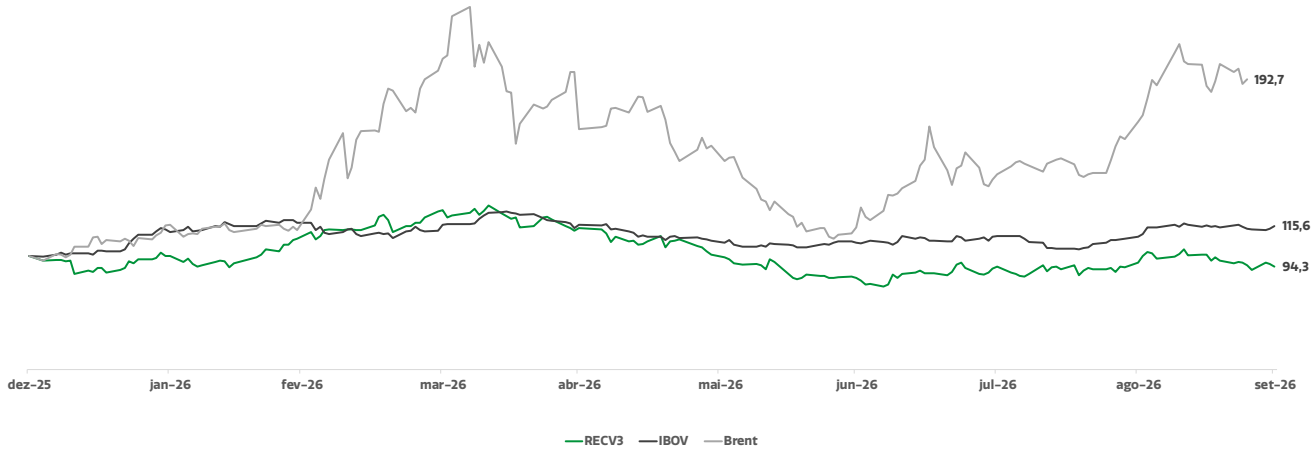
7. PERFORMANCE DA AÇÃO

Em 30 de setembro a Companhia registrava valor de mercado de R$ 3,1 bilhões, com suas ações cotadas a R$ 10,67, representando valorização de 6,9% no trimestre, frente à alta de 8,3% do Ibovespa no mesmo período.

O trimestre foi marcado pela volatilidade dos preços internacionais do petróleo, influenciada pelas tensões geopolíticas no Oriente Médio e pelas incertezas sobre os fluxos pelo Estreito de Ormuz. O preço médio de referência do Brent recuou 7% em relação ao 2T26, refletindo a elevada base de comparação do trimestre anterior e a retomada parcial dos fluxos de petróleo na região.

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 138,3 milhões de ações no trimestre, o que representou uma quantidade média diária de 2,1 milhões de ações no período. O volume financeiro foi de cerca de R$ 1,5 bilhão, com volume médio diário de R$ 22,2 milhões.

Performance da ação x Ibovespa x Brent (base 100)



8.DISTRIBUIÇÃO DE PROVENTOS

Em 27 de agosto, a Companhia realizou o pagamento de R$ 100 milhões em Juros sobre Capital Próprio (JCP), equivalentes a R$ 0,34 por ação, conforme deliberação do Conselho de Administração de 6 de agosto. Com esse pagamento, os JCP distribuídos em 2026 totalizaram R$ 200 milhões, ou R$ 0,68 por ação, considerando também o pagamento realizado em 28 de maio.

Adicionalmente, permanece vigente a distribuição de R$ 300 milhões em dividendos, equivalente a R$ 1,02 por ação ordinária, aprovada em dezembro de 2025 e dividida em três parcelas anuais de R$ 100 milhões. A primeira parcela será paga em dezembro de 2026, e as demais, em dezembro de 2027 e 2028.