

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Terceiro Trimestre 2025

Teleconferência de Resultados do 3T25

Sexta-feira, 7 de novembro de 2025. 10h | horário local (Brasília)

Clique aqui para acessar o webcast



Sumário

1.	Destaques	2
2.	Mensagem do Presidente	3
3.	Principais Eventos do Período	4
4.	Operacional	5
4.1.	Produção	5
4.2.	Sondas e Serviços (RSO)	6
4.3.	Comercialização	6
5.	Performance Financeira	8
5.1.	Receita Líquida	8
5.2.	Hedge de Petróleo	9
5.3.	Custos e Despesas operacionais	10
5.4.	Lifting Cost	11
5.5.	Royalties	12
5.6.	EBITDA	12
5.7.	Resultado Financeiro	12
5.8.	Lucro Operacional, Lucro Líquido e Lucro Ajustado	12
5.9.	Fluxo de Caixa	13
5.10.	Investimento	15
5.11.	Endividamento	16
6.	Sustentabilidade	17
7.	Performance da Ação	18
8.	Anexo I	19

1. Destaques

Salvador, 06 de novembro de 2025 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do terceiro trimestre (“3T25” ou “trimestre”) e do acumulado (“9M25” ou “acumulado”) de 2025. As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$ mil), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“*International Financial Reporting Standards - IFRS*”), emitidas pelo “*International Accounting Standards Board - IASB*”, exceto onde especificado em contrário.

Principais Indicadores (R\$ Mil ¹)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida	786.385	806.302	-2%	850.189	-8%	2.453.439	2.421.178	1%
EBITDA	349.954	373.772	-6%	439.402	-20%	1.147.573	1.240.069	-7%
Margem EBITDA	44,5%	46,4%	-1,9 p.p.	51,7%	-7,2 p.p.	46,8%	51,2%	-4,4 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	1,00 x	0,78 x	0,22 x	0,52 x	0,48 x	1,00 x	0,52 x	0,48 x
Lucro Líquido	121.937	238.139	-49%	158.840	-23%	587.605	405.054	45%
Lucro Líquido Ajustado ²	69.377	139.088	-50%	163.694	-58%	344.524	499.357	-31%
Margem Líquida	15,5%	29,5%	-14,0 p.p.	18,7%	-3,2 p.p.	24,0%	16,7%	7,2 p.p.
Margem Líquida Ajustada	8,8%	17,3%	-8,4 p.p.	19,3%	-10,4 p.p.	14,0%	20,6%	-6,6 p.p.
Capex ³	568.631	366.682	55%	189.785	200%	1.183.920	514.712	130%
Fluxo de Caixa Livre ⁴	(221.391)	(99.864)	122%	267.724	n.m.	(114.038)	890.850	n.m.
Fluxo de Caixa Livre ⁴ , excl. investimentos de <i>midstream</i>	38.471	(63.015)	n.m.	267.724	-86%	182.673	890.850	-79%
Produção Média Bruta (boe/dia)	26.426	27.367	-3%	26.372	0%	27.015	26.342	3%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 15,52	\$ 13,88	12%	\$ 13,77	13%	\$ 14,43	\$ 13,25	9%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,45	R\$ 5,67	-4%	R\$ 5,55	-2%	R\$ 5,65	R\$ 5,24	8%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 69,13	\$ 67,88	2%	\$ 80,34	-14%	\$ 70,93	\$ 82,79	-14%

¹ Ressalvadas as indicações em contrário. Notas descritivas dos Indicadores no anexo.

² Lucro Líquido descontados os efeitos cambiais da marcação a mercado da dívida e impostos diferidos das operações de swaps.

³ Exclui o reconhecimento do efeito não caixa de aproximadamente R\$ 53 milhões referente à parcela remanescente de 15% da aquisição de 50% de Guimarães.

⁴ Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível.

Destaques

- Produção média de 26,4 mil barris de petróleo equivalente (“boe”)/dia, redução de 3% em relação ao trimestre anterior. No acumulado, a produção média foi de 27,0 mil boe/dia, aumento de 3% em relação aos 9M24;
- Receita Líquida de R\$ 786 milhões no trimestre e de R\$ 2,5 bilhões no acumulado, queda de 2% vs. 2T25 e aumento de 1% em relação aos 9M24;
- EBITDA de R\$ 350 milhões no trimestre e de R\$ 1,1 bilhão no acumulado, redução de 6% vs. 2T25 e de 7% em relação aos 9M24;
- Lucro Líquido de R\$ 122 milhões no trimestre e de R\$ 588 milhões no acumulado, redução de 49% vs. 2T25 e aumento de 45% em relação aos 9M24;
- 3ª emissão de Debêntures no valor de R\$ 500 milhões, liquidada em julho, com contratos de swaps com custo médio dolarizado de aproximadamente 5,66% ao ano e *duration* aproximado de 5,2 anos;
- Geração de Caixa Operacional de R\$ 388 milhões no trimestre e de R\$ 1,2 bilhão no acumulado, aumento de 20% em comparação com o 2T25 e redução de 25% em relação aos 9M24;
- No 3T25, a Companhia realizou o pagamento de R\$ 260 milhões correspondente às parcelas de aprovação pelo CADE e de *closing* da aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte junto à Brava Energia;
- Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de *midstream*, de R\$ 38 milhões no trimestre e de R\$ 183 milhões no acumulado; e
- A Dívida Líquida em 30 de setembro de 2025 era de R\$ 1,5 bilhão, representando uma alavancagem de 1,00x Dívida Líquida/EBITDA LTM.

2. Mensagem do Presidente

Esse foi um trimestre em que a companhia avançou em frentes estratégicas, concluindo a campanha de poços profundos e iniciando a campanha de perfuração horizontal, ambas iniciativas com potencial de destravar valor significativo para a Companhia. Contudo, os desafios operacionais, adicionados aos efeitos macroeconômicos de Brent e câmbio, influenciaram diretamente os indicadores financeiros da Companhia, que registrou Receita Líquida de R\$ 786 milhões e EBITDA de R\$ 350 milhões, redução de 2% e 6% respectivamente, na comparação trimestral.

No trimestre, a produção média foi de 26,4 mil boe/dia, representando redução de 3% em relação ao trimestre anterior, influenciada fundamentalmente pelo declínio no campo de Tiê. Para mitigar esse efeito, avançamos significativamente com o projeto de injeção de água, com o objetivo de aumentar a pressão e melhor deslocar os hidrocarbonetos por meio de varrido do reservatório. Como resultado, o mês de setembro foi o primeiro mês na história de produção do campo de Tiê em que o volume de injeção superou o volume de fluido produzido, iniciando assim o processo de repressurização do reservatório. A iniciativa visa reverter a tendência de declínio, aumentar o fator de recuperação de óleo e gás e prolongar a vida útil do campo.

Com a campanha de perfuração e avaliação de poços profundos, validamos os dados geológicos e geofísicos previamente identificados e caracterizamos os hidrocarbonetos presentes nestas zonas produtoras. Durante as operações, foram identificadas zonas com boa saturação de hidrocarbonetos em reservatórios com pressões originais, indicando que essas acumulações mantêm seu potencial produtivo. As zonas identificadas, todavia, apresentam baixa permeabilidade, características que exigem novas metodologias de completação para maximizar a produção. Apesar desses desafios, os resultados reforçam a oportunidade de destravamento de reservas relevantes, com potencial de incremento na curva de produção futura, com soluções tecnológicas que a PetroReconcavo seguirá buscando no caminho de melhorar a economicidade para viabilizar o desenvolvimento destas acumulações. No final de setembro perfuramos nosso primeiro poço horizontal, no Ativo Potiguar, um marco técnico transformacional e que reforça nossa capacidade de execução de projetos de maior complexidade.

Avançamos na resiliência nas operações, e em continuidade ao MoU assinado em novembro de 2024, celebramos um contrato com o Grupo Dislub Equador para armazenagem e movimentação de petróleo em um novo terminal a ser construído e operado pela Dislub no Porto do Pecém, estabelecendo uma estrutura dedicada que possibilitará a abertura de novas rotas comerciais, bem como o potencial para reduzir os descontos praticados nas operações de venda do petróleo. Ademais, concluímos a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural da Brava Energia, no Rio Grande do Norte, o que fortalece nossa infraestrutura, aumentando a segurança no escoamento e processamento de gás natural e otimizando custos.

Publicamos nosso 4º Relatório de Sustentabilidade e, em outubro, divulgamos a atualização do Código de Ética e Conduta, reafirmando nosso compromisso com a contínua evolução das melhores práticas e do ecossistema de integridade da PetroReconcavo.

Em meio a desafios, continuamos com a convicção de seguirmos na direção certa. Avançamos em frentes estratégicas, impulsionados pela nossa competência técnica, pela dedicação do nosso time e pela confiança dos nossos acionistas. Seguimos firmes na construção de uma companhia mais resiliente, eficiente e preparada para capturar oportunidades e entregar resultados consistentes.

José Firmo

3. Principais Eventos do Período

- Em 4 de julho, a PetroReconcavo concluiu a liquidação financeira da sua 3ª emissão de debêntures simples, no valor total de R\$ 500 milhões, com vencimento em julho de 2032. A Companhia contratou instrumentos derivativos (*swaps*) para dolarizar a emissão, resultando em custo médio de 5,66% ao ano e *duration* de 5,2 anos;
- Em 9 de julho, a Companhia iniciou a operação do gasoduto de Tiê, interligando o campo de Tiê à malha de escoamento do gás do Ativo Bahia até a UTG Catu, marcando um avanço importante na sua infraestrutura de escoamento e comercialização de gás;
- Em 14 de julho, a Companhia divulgou o seu Relatório de Sustentabilidade referente ao ano de 2024, elaborado conforme os padrões do *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e da *Global Reporting Initiative* (GRI), com referências adicionais da *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (IPIECA). O relatório completo está disponível por meio desse [link](#);
- Em 1º de agosto, a PetroReconcavo lançou seus novos sites Institucional e de Relações com Investidores, trazendo navegação intuitiva e fácil acesso às informações, reafirmando o compromisso com a transparência e governança corporativa, disponíveis em <https://www.petroreconcavo.com.br/> e em <https://ri.petroreconcavo.com.br/>, respectivamente ;
- Em 16 de agosto, a Companhia celebrou contrato com o Grupo Dislub Equador para cessão de espaço de armazenagem e serviços de movimentação de petróleo bruto no terminal do Porto do Pecém. O projeto ampliará a flexibilidade logística da Companhia, reduzirá descontos aplicados à comercialização e abrirá acesso a novas rotas e mercados;
- Em 1º de setembro, a PetroReconcavo passou a integrar o Índice de Dividendos (IDIV) da B3 e manteve sua presença, pelo segundo ano consecutivo, no Índice de Diversidade (IDVR), reforçando as melhores práticas de mercado;
- Em 30 de setembro, a PetroReconcavo concluiu a aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural da Brava Energia, no Rio Grande do Norte. A operação é estruturada por um *Joint Operating Agreement*, com gestão compartilhada por meio de Comitê Operacional. A transação visa otimizar custos e ampliar a segurança e eficiência no escoamento e processamento de gás natural. Até o final do 3T25, foram desembolsados R\$ 296,6 milhões, distribuídos entre a assinatura do contrato em junho, a aprovação do CADE em julho e a conclusão da transação em setembro. O valor remanescente, correspondente a 15% do valor total, será quitado de forma fracionada conforme o avanço do processo de transferência imobiliária previsto para ocorrer nos próximos meses;
- Em 3 de outubro, a Companhia divulgou a atualização do seu Código de Ética e Conduta, reforçando seu compromisso com as melhores práticas de integridade e governança;
- Em 10 de outubro, a PetroReconcavo concluiu a venda de 50% de sua participação e a transferência da operação de sete concessões no Rio Grande do Norte para a Mandacaru Energia. Com o fechamento da transação, a Companhia já recebeu R\$ 6,6 milhões, o que representa 20% do valor total. Do valor restante, 15% será pago em até 6 meses, e os 65% finais serão destinados ao longo de até dois anos, à contrapartida da PetroReconcavo em investimentos voltados ao desenvolvimento da produção das concessões. A operação estabelece um consórcio com gestão compartilhada, fortalecendo a parceria já existente entre as empresas e reforçando a estratégia da Companhia de geração sustentável de valor.

4. Operacional

4.1. Produção

A produção média do trimestre foi de 26,4 mil boe/dia, redução de 3% em comparação ao trimestre anterior, em função da queda de 6% e 1% nos Ativos Potiguar e Bahia, respectivamente. Ao longo do trimestre foram realizados 21 projetos de *workover* no Ativo Bahia e 43 projetos no Ativo Potiguar. No acumulado do ano, a produção média foi de 27,0 mil boe/dia, aumento de 3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Produção (boe/dia)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Óleo	8.324	8.885	-6%	8.580	-3%	8.601	8.979	-4%
Gás	4.606	4.829	-5%	4.748	-3%	4.728	4.810	-2%
Ativo Potiguar	12.930	13.714	-6%	13.328	-3%	13.328	13.790	-3%
Óleo	7.267	7.455	-3%	6.583	10%	7.478	6.266	19%
Gás	6.230	6.198	1%	6.460	-4%	6.209	6.286	-1%
Ativo Bahia	13.496	13.652	-1%	13.043	3%	13.687	12.552	9%
Óleo	15.591	16.339	-5%	15.163	3%	16.078	15.246	5%
Gás	10.836	11.027	-2%	11.209	-3%	10.937	11.096	-1%
Total	26.426	27.367	-3%	26.372	0%	27.015	26.342	3%

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

Ativo Bahia

A produção média do Ativo Bahia foi de 13,5 mil boe/dia no trimestre, redução de 1% em relação ao 2T25, refletindo a queda de 3% na produção de petróleo e aumento de 1% na produção de gás natural. Este efeito é decorrente do declínio acelerado no campo de Tiê, parcialmente compensado pelo aumento nos Polos de Miranga e Remanso. No acumulado, a produção média foi de 13,7 mil boe/dia, aumento de 9% em relação aos 9M24. Após uma campanha bem-sucedida de perfuração iniciada no 3T24, o campo de Tiê registrou rápido crescimento na produção, que atingiu um pico entre os meses de fevereiro e março. Entretanto, conforme esperado, com o aumento expressivo da produção acelerou-se o processo de depleção do reservatório, impactando diretamente a produção.

A Companhia havia planejado iniciar um programa de injeção no final de 2024, entretanto, após identificar o potencial de produção de petróleo do poço TIE-009, decidiu usa-lo temporariamente como produtor. Com isso, a campanha de injeção de água no campo foi retomada com perfuração dos poços TIE-010, concluído em maio de 2025, e TIE-015, concluído em agosto. Com entrada em operação desses poços e conversão do TIE-009 em injetor, intensificou-se a campanha de injeção de água no campo, que, ao final de setembro, passou pela primeira vez na história do campo a injetar um volume superior àquele produzido, dando início ao processo de repressurização do reservatório, que tem como objetivo a estabilização da produção e o aumento no fator de recuperação das reservas.

Em relação aos polos de Remanso e Miranga, é importante ressaltar que, por motivos gerenciais, os campos de Jacuípe, Riacho de São Pedro e Sussuarana, cuja produção de gás no 3T25 foi de 899 boe/dia, deixaram de ser contabilizados no polo de Miranga e passaram a integrar o polo de Remanso. Dessa maneira, excluindo os efeitos dessa nova alocação, os polos de Miranga e Remanso apresentaram aumento de produção de 4,7% e 6,1%, respectivamente, resultante das atividades de *workovers* realizadas.

Cabe ainda destacar que, neste trimestre, a Companhia praticamente concluiu o processo de perfuração, avaliação e completação nos três poços profundos, iniciada no 4T24, confirmando as análises previamente realizadas no passado quanto à presença de hidrocarbonetos, além do descobrimento de novas zonas. As zonas identificadas apresentaram pressões originais preservadas, indicando potencial produtivo, com a possibilidade de destravar novas reservas. As zonas identificadas, todavia, apresentam baixa permeabilidade,

características que exigem novas metodologias de completção para o desenvolvimento dessas zonas de maneira comercial, de modo que a Companhia pretende dedicar os próximos meses ao estudo das alternativas técnicas.

Ativo Potiguar

A produção média do Ativo Potiguar foi de 12,9 mil boe/dia no trimestre, redução de 6% em comparação ao 2T25, refletindo a queda de 6% na produção de petróleo e de 5% na produção de gás. Esse resultado se deve, em parte, à ausência de novas completções no período, fator que no trimestre anterior gerou produção incremental proveniente de novos poços completados após programa de perfuração.

Apesar do número estável de intervenções de *workovers*, o desempenho produtivo da safra de projetos do trimestre, foi inferior ao de campanhas anteriores, gerando menor produção incremental para compensar o declínio natural dos poços do ativo.

A Companhia segue revisando continuamente seus processos operacionais, com foco em otimizar a eficiência e manter a flexibilidade para ajustar o ritmo das atividades conforme as condições macroeconômicas e os resultados mais recentes. Como parte deste processo, foi realizada uma análise das operações visando identificar a relação entre quantidade e retorno dos projetos. Para o 4T25, o plano prevê uma readequação no ritmo de *workovers*, buscando aprimorar a alocação de capital no Ativo.

4.2. Sondas e Serviços (RSO)

Ao final do 3T25, a Companhia contava com três sondas de perfuração e 17 sondas de *workover*. Como parte da estratégia de otimização da campanha de *workovers*, foi incorporada uma sonda própria ao portfólio operacional, enquanto uma unidade alugada e uma terceirizada foram devolvidas, resultando em um ajuste para 13 sondas próprias e quatro terceirizadas. Adicionalmente, considerando a piora no cenário de preços do *Brent*, a Companhia devolveu mais três sondas terceirizadas ao final de outubro visando reduzir o ritmo de Capex, passando a operar com o total de 14 sondas de *workover*.

No trimestre foram executados 64 projetos de *workover*, sendo a alocação operacional das sondas equilibrada entre os ativos, com nove sondas operando no Ativo Potiguar e oito sondas no Ativo Bahia.

Em relação às sondas de perfuração, a PR-14 prestou serviços para o SENAI no final do 2T25 e, em julho, finalizou a perfuração de um poço escola. No momento, a sonda encontra-se em mobilização para prestação de serviços junto a um parceiro até meados do 1T26.

A sonda PR-04 concluiu as operações de perfuração e completção do poço injetor TIE-015 ao longo do trimestre.

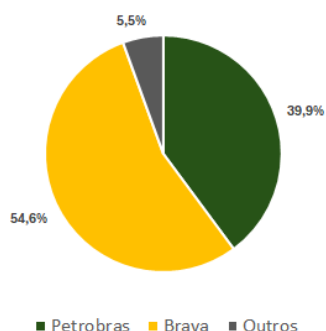
A sonda PR-21 realizou ao longo do trimestre a perfuração de um poço horizontal no Complexo Sabiá, que se encontra em fase de testes.

4.3. Comercialização

Petróleo

No trimestre, as vendas de petróleo nos estados da Bahia e Sergipe foram realizadas para a Petrobras e a *Dax Oil*, conforme contratos vigentes. No Rio Grande do Norte, a produção foi comercializada com a Brava Energia.

Venda de Petróleo 3T25 (%)



O preço médio de venda de petróleo foi de US\$ 59,46 por barril, representando 86% do valor de referência do *Brent*, mantendo-se estável na comparação com o trimestre anterior. Em relação aos ativos, a Companhia registrou um desconto versus *Brent* de US\$ 4,42 no Ativo Bahia e de US\$ 13,96 no Ativo Potiguar no trimestre. Em setembro, a Companhia assinou a atualização do contrato de venda de petróleo bruto para a Petrobras, referente à produção do campo de Remanso, que terá vigência até o final de março de 2026.

Conforme destacado no último Release de Resultados, a Companhia ainda possuía um estoque junto à Brava Energia ao final do 2T25 no volume de 34,6 mil barris que foram totalmente vendidos ao longo do trimestre.

Preço Médio Realização Petróleo		3T25	2T25	Δ%	3T24 ¹	Δ%	9M25	9M24 ¹	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	471.512	498.142	-5%	565.253	-17%	1.528.088	1.648.147	-7%
Volume Entregue	Mbbl	1.421	1.479	-4%	1.386	3%	4.365	4.140	5%
Volume entregue incluindo estoque	Mbbl	1.455	1.501	-3%	1.386	5%	4.365	4.140	5%
Preço Médio Realização	(R\$/bbl)	323,98	331,80	-2%	407,90	-21%	350,10	398,15	-12%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	59,46	58,56	2%	73,50	-19%	61,96	75,98	-18%

¹Os valores da receita líquida do 3T24 e 9M24 excluem os efeitos do *hedge Non-Deliverable Forward* (NDF).

Em agosto, a Companhia firmou contrato com o Grupo Dislub Equador para a cessão de espaço de armazenagem e prestação de serviços de movimentação de petróleo bruto no terminal do Porto do Pecém. O acordo, válido por 13 anos, contempla duas etapas: uma fase inicial com infraestrutura provisória destinada à comercialização direta em até 12 meses, seguida de uma fase definitiva que prevê tancagem dedicada de 40.000 m³/mês em até 36 meses, com ambos os prazos contados da data de assinatura do contrato. Este Contrato representa a concretização de um dos pilares estratégicos do Programa de Resiliência da Companhia, que visa estabelecer novas rotas e alternativas logísticas para o escoamento e comercialização de seu petróleo produzido no Rio Grande do Norte, aumentando sua flexibilidade operacional e contribuindo diretamente para a sustentabilidade e previsibilidade de seus resultados, além de habilitar uma alternativa de redução dos descontos atuais no sistema de logística e tratamento de óleo.

Gás Natural

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 9,60 por milhão de BTUs, representando 13,89% do valor de referência do *Brent*, no trimestre. O volume produzido e entregue pela Companhia foi de 142,9 milhões de m³, redução de 4% em relação ao trimestre anterior, impactado pela redução do volume produzido, combinado com a reinjeção de parte do gás produzido no campo de Tiê, como parte da estratégia de repressurização do reservatório, alinhado com o programa de injeção de água. Este efeito foi mitigado pelo maior volume de compra de gás de terceiros para cumprimento dos contratos firmes de gás, que representou uma adição de 10 milhões de m³ ao Volume Entregue Total.

Preço Médio Realização Gás		3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	298.658	305.947	-2%	291.604	2%	906.555	862.404	5%
Volume Produzido e Entregue	Mm ³	142.907	148.703	-4%	147.424	-3%	432.590	445.727	-3%
Volume Compra	Mm ³	10.117	7.630	33%	5.333	90%	33.571	10.203	229%
Volume Entregue Total	Mm ³	153.024	156.333	-2%	152.756	0%	466.161	455.930	2%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm ³)	1,95	1,96	0%	1,91	2%	1,94	1,89	3%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	9,60	9,26	4%	9,22	4%	9,23	9,68	-5%

Em 09 de julho, entrou em operação o novo gasoduto de Tiê, após autorização da ANP, permitindo o acesso da produção do campo à UTG Catu. Essa iniciativa possibilitou a comercialização do gás inserido na malha por uma margem incremental aproximada de US\$ 5,00 por milhão de BTU, já considerando os custos de processamento da UTG Catu.

Gás Seco

No 3T25, a Companhia manteve contratos de demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.485 mil m³/dia com distribuidoras estaduais de Gás Natural na região Nordeste, além de atender a outros clientes privados.

Os contratos de venda de gás seco possuem cláusulas de preços mínimo e máximo, ou preços fixos de venda, o que garante maior previsibilidade e proteção das receitas de gás natural contra oscilações no preço do *Brent*, funcionando como um *hedge* natural para a Companhia. Cabe destacar, que 89% da produção de gás do trimestre estava “*hedgada*” por estes contratos.

Líquidos de Gás Natural

No 3T25, 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. Cabe destacar que no dia 1 de julho, passou a vigorar um novo contrato com a Copa Energia para comercialização de cerca de 75% da produção da GLP de propriedade da Companhia no Rio Grande do Norte, impactando positivamente o preço médio de comercialização de GLP em cerca de 30%. 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)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida	786.385	806.302	-2%	850.189	-8%	2.453.439	2.421.178	1%
Custos e Despesas	(384.351)	(373.641)	3%	(352.394)	9%	(1.126.475)	(1.018.229)	11%
Royalties	(52.080)	(58.889)	-12%	(58.393)	-11%	(179.391)	(162.880)	10%
EBITDA	349.954	373.772	-6%	439.402	-20%	1.147.573	1.240.069	-7%
Depreciação, Amortização e Depleção	(192.350)	(195.367)	-2%	(202.998)	-5%	(551.799)	(535.074)	3%
Lucro Operacional	157.604	178.405	-12%	236.404	-33%	595.774	704.995	-15%
Resultado Financeiro Líquido	(8.980)	75.421	n.m.	(40.324)	-78%	115.438	(327.554)	n.m.
Impostos Correntes	(1.382)	(3.713)	-63%	(4.316)	-68%	(11.647)	(7.756)	50%
Impostos Diferidos	(25.305)	(11.974)	111%	(32.924)	-23%	(111.960)	35.369	n.m.
Lucro Líquido	121.937	238.139	-49%	158.840	-23%	587.605	405.054	45%

5.1. Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 786 milhões no trimestre, queda de 2% em relação ao 2T25, refletindo as variações negativas na produção e dólar no período. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 2,5 bilhões, aumento de 1% em relação aos 9M24.

Receita Líquida (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	230.779	244.786	-6%	258.315	-11%	769.685	711.573	8%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	240.733	253.356	-5%	306.938	-22%	758.402	936.574	-19%
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	n.m.	(30.735)	n.m.	-	(121.978)	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	471.511	498.142	-5%	534.518	-12%	1.528.088	1.526.169	0%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	298.658	305.947	-2%	291.604	2%	906.555	862.404	5%
Receita Líquida com Serviços	16.215	2.213	633%	24.068	-33%	18.796	32.605	-42%
Receita Líquida Total	786.385	806.302	-2%	850.189	-8%	2.453.438	2.421.178	1%

A **Receita Líquida com petróleo** reduziu 5% em relação ao 2T25, refletindo a queda do dólar em 4% e da produção em 5% no período, que foram parcialmente compensadas pelo maior preço do petróleo tipo Brent em 2% e pela venda de estoque no Rio Grande do Norte, conforme mencionado na seção de Comercialização. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 1,5 bilhão, estável em relação ao mesmo período do ano passado.

No Ativo Bahia, a receita com venda de petróleo reduziu 6%, impactada pela redução de 3% na produção no período e pelos efeitos macroeconômicos já mencionados acima. Além disso, durante o trimestre, foi realizado reajuste contratual junto à Petrobras, o que resultou em aumento do desconto aplicado em relação ao Brent.

No Ativo Potiguar, a receita com a venda de petróleo reduziu 5%, refletindo a redução da produção em 6%, e os efeitos do dólar e Brent. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela venda de 34,6 mil barris de petróleo, provenientes do estoque armazenado junto à Brava Energia no 1T25, liquidando o saldo de estoque formado.

A **Receita Líquida com gás** reduziu 2% em relação ao trimestre anterior, em linha com a redução da produção de gás no período, que foi parcialmente compensada pelo maior volume de compras de gás de terceiros no trimestre. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 907 milhões, 5% superior ao mesmo período do ano passado.

A **Receita Líquida com prestação de serviços** totalizou R\$ 16 milhões no trimestre em função da prestação de serviço com a sonda de perfuração PR-14 para o SENAI, 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*, através de operações de *hedge* na produção futura de petróleo, visando aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. Ao final do 3T25, a Companhia possuía contratos de *hedge* no formato de *Zero Cost Collar*.

Os contratos do tipo *Zero Cost Collar* (ZCC) são caracterizados por não exigirem desembolso inicial. Eles oferecem uma estratégia de proteção contra flutuações de preços da *commodity*, utilizando opções de compra (*Call*) e de venda (*Put*) do *Brent*, que definem um intervalo de preços e limitam as perdas e ganhos potenciais.

Para efeitos contábeis, a avaliação desses contratos é realizada através de instrumentos financeiros, com marcação a mercado. No entanto, na prática, se a curva do *Brent* seguir a curva futura e estiver dentro dos limites do *Collar*, a Companhia não terá desembolso nem recebimento efetivo de caixa no vencimento destes contratos.

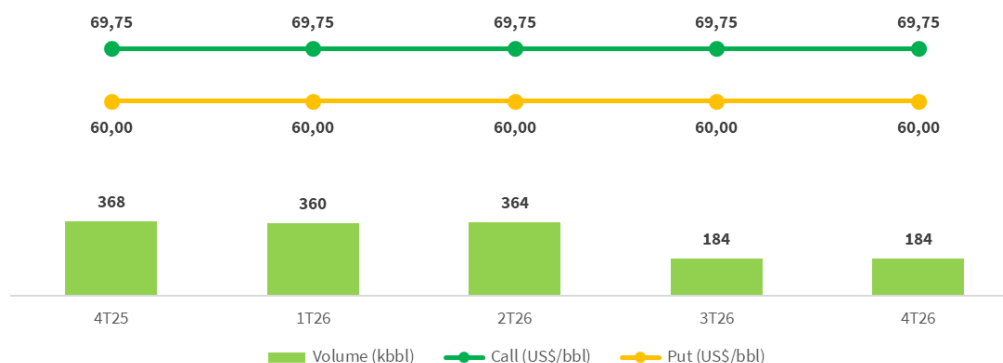
O volume total de petróleo *hedgeado* para o 3T25 era de 364.000 barris, equivalente a 3.957 bbl/dia, representando 25% da produção de petróleo da Companhia e 15% de sua produção total do período.

A tabela abaixo representa a quantidade de petróleo protegida pelos contratos de *hedge* vigentes no 3T25:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
Em 30/09/2025	Put	Call	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	60,00	69,75	368.000	(536)
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	360.000	(258)
De 6 a 12 meses	60,00	69,75	548.000	10
De 1 a 2 anos	60,00	69,75	184.000	39
Total	60,00	69,75	1.460.000	(745)

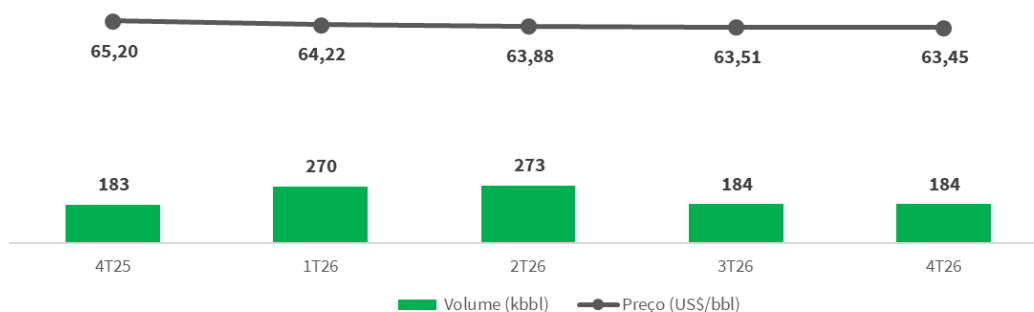
¹ Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de setembro de 2025.

Distribuição dos contratos de *hedge* na modalidade ZCC por período



Além disso, no mês de outubro, avaliando a tendência da curva futura do preço de Brent e aproveitando momento oportuno, a Companhia contratou novos instrumentos de *hedge* na modalidade NDF (*Non-Deliverable Forward*), com vigência até 2026, em linha com a sua estratégia de reforçar sua proteção frente à volatilidade de preços.

Distribuição dos contratos de *hedge* na modalidade NDF por período



5.3. Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Pessoal	76.082	74.794	2%	74.291	2%	217.833	204.702	6%
Serviços e Materiais	201.486	167.706	20%	151.932	33%	525.456	378.518	39%
Energia Elétrica	17.274	19.716	-12%	18.441	-6%	54.406	53.897	1%
Vendas	-	-	n.m.	3.048	n.m.	-	3.940	n.m.
Outros Custos e Despesas	(8.511)	7.148	n.m.	2.139	n.m.	11.423	56.303	-80%
Custos de Midstream	98.020	104.277	-6%	102.543	-4%	317.357	320.869	-1%
Compra/Swap de gás	21.251	23.793	-11%	17.075	24%	84.992	42.869	98%
Escoamento de gás	3.633	3.715	-2%	3.957	-8%	11.088	15.170	-27%
Processamento de gás	48.455	51.884	-7%	52.073	-7%	149.360	171.455	-13%
Transporte de gás	24.681	24.885	-1%	29.438	-16%	71.917	91.375	-21%
Custos e Despesas Totais	384.351	373.641	3%	352.394	9%	1.126.475	1.018.229	11%

Os Custos e Despesas no trimestre foram de R\$ 384 milhões e de R\$ 1,1 bilhão no acumulado, 3% acima do trimestre anterior e 11% maior em relação aos 9M24. A variação dos Custos e Despesas, no trimestre, pode ser explicada por:

Pessoal: aumento de 2%, quando comparado ao trimestre anterior, em função da provisão para pagamento de acordo coletivo referente ao ano de 2025;

Serviços e materiais: aumento de 20% em relação ao trimestre anterior, em função do aumento do número de serviços de reparo de poços e de serviços para integridade de ativos, além de gastos adicionais com licença de softwares e pela ausência do efeito de créditos presumidos de ICMS que impactou positivamente o trimestre passado;

Energia elétrica: redução de 12% em relação ao trimestre anterior, em função de novos contratos firmados para os polos Miranga e Remanso, que passaram a vigorar a partir de setembro, com redução nos preços da energia elétrica;

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): redução de 6% em relação ao 2T25, refletindo os menores custos com a compra de gás de terceiros, principalmente devido à defasagem entre o preço de referência do Brent nos contratos. Os custos de processamento recuaram 7%, influenciados pela redução dos volumes processados devido à menor produção, início das vendas de gás rico para a Brava, além da menor incidência de penalidades no período. Já os custos de escoamento e transporte acompanharam a queda no volume de gás produzido e entregue no trimestre. Cabe destacar que até setembro foram registrados custos de escoamento e processamento de gás no Rio Grande do Norte na modalidade de prestação de serviços pela Brava e, com o *Closing* da transação, a partir de outubro passa a vigorar o modelo de compartilhamento de custos que deve trazer reduções expressivas de custos para a Companhia.

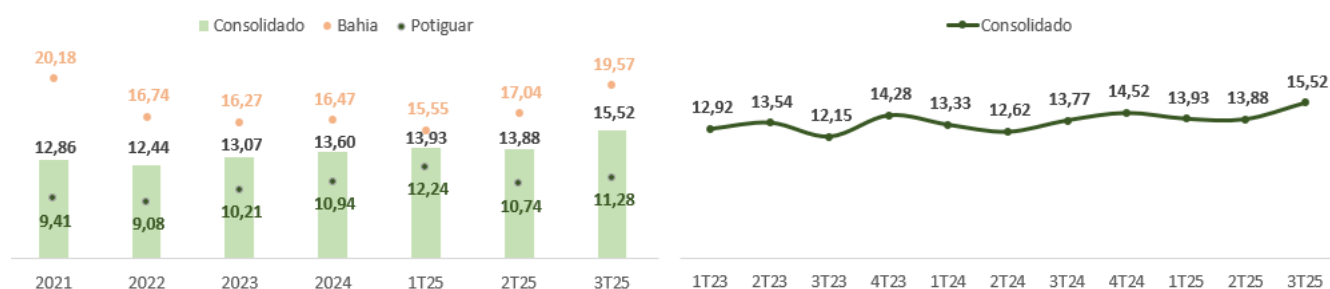
Outros custos e despesas: as variações referem-se, principalmente ao aumento pontual na venda de materiais, além da reversão de provisões cujos riscos foram reavaliados durante o trimestre.

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.

O custo médio de produção no trimestre foi de R\$ 206 milhões, aumento de 5% em relação ao 2T25. Já o custo por barril foi de US\$ 15,52/boe, aumento de 12% em relação 2T25. Esse crescimento foi impactado pelos custos associados à reparos de poços, pelo aumento das despesas operacionais relacionadas à integridade de ativos, somado à redução da produção, que limita a diluição dos custos fixos, além do efeito da desvalorização cambial no período.

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



5.5. Royalties

A Companhia registrou R\$ 52 milhões em royalties no trimestre, redução de 12% em relação ao 2T25, refletindo os menores preços médios de referência de petróleo e gás, a variação cambial e uma redução de 13% na produção total do campo de Tiê em comparação ao 2T25, cuja alíquota de royalties é superior à média da Companhia.

No acumulado, foram registrados R\$ 179 milhões, o que representa um aumento de 10% em relação aos 9M24, refletindo principalmente o maior volume de produção do campo de Tiê e aos maiores preços médios de referência do gás natural.

5.6. EBITDA

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, foi de R\$ 350 milhões no trimestre e de R\$ 1,1 bilhão nos 9M25, queda de 6% em relação ao 2T25 e de 7% em relação aos 9M24.

5.7. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi negativo em R\$ 9 milhões no 3T25, e positivo em R\$ 115 milhões no acumulado.

A variação no trimestre foi influenciada pela menor variação cambial e pelo resultado mais baixo com instrumentos financeiros, além do aumento nas despesas financeiras, decorrente do maior reconhecimento de juros e custos de emissão de debêntures após a liquidação da 3ª emissão de Debêntures em julho.

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.

A mensuração do valor justo desses instrumentos financeiros é realizada trazendo a valor presente de mercado. Importante destacar que, essa variação registrada no resultado do trimestre, não representa desembolso de caixa, tratando-se apenas de efeito contábil. Assim, excluídos os efeitos dessa marcação o Resultado Financeiro seria negativo em R\$ 88,6 milhões no 3T25.

Resultado Financeiro (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receitas Financeiras	13.527	10.179	33%	12.304	10%	36.121	38.553	-6%
Despesas Financeiras	(88.196)	(66.573)	32%	(70.989)	24%	(224.864)	(152.233)	48%
Variação Cambial, Líquida	(7.994)	(21.396)	-63%	10.427	n.m.	(63.514)	(77.217)	-18%
SWAP	79.637	150.078	-47%	(7.354)	n.m.	368.305	(142.883)	n.m.
Collar	(5.954)	3.133	n.m.	15.288	n.m.	(610)	6.226	n.m.
Total Instrumentos Financeiros	73.683	153.211	-52%	7.934	829%	367.695	(136.657)	n.m.
Total do Resultado Financeiro	(8.980)	75.421	n.m.	(40.324)	-78%	115.438	(327.554)	n.m.
<i>Taxa de câmbio no final do período</i>	5,32	5,46	-3%	5,45	-2%	5,32	5,45	-2%

5.8. Lucro Operacional, Lucro Líquido e Lucro Ajustado

O Lucro Operacional do trimestre foi de R\$ 158 milhões, 12% menor quando comparado ao trimestre anterior. No acumulado, o Lucro Operacional do trimestre foi de R\$ 596 milhões, 15% menor frente ao mesmo período do ano anterior.

O Lucro Líquido contábil foi de R\$ 122 milhões no trimestre, queda de 49% em relação ao trimestre anterior, em função dos efeitos que impactaram o EBITDA, bem como os fatores mencionados na seção de Resultado Financeiro. No acumulado do ano, o Lucro Líquido foi de R\$ 588 milhões, 45% maior que no mesmo período do ano passado.

Excluindo os efeitos cambiais da marcação a mercado (MTM) da dívida, descontados os impostos diferidos referentes a esses instrumentos, o Lucro Líquido Ajustado foi de R\$ 69 milhões no trimestre e de R\$ 345 milhões no acumulado, queda de 50% em comparação ao 2T25 e de 31% frente aos 9M24.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Lucro Líquido	121.937	238.139	-49%	158.840	-23%	587.605	405.054	45%
Marcação a Mercado (MTM)	(79.637)	(150.078)	-47%	7.354	n.m.	(368.305)	142.883	n.m.
Imposto Diferido sobre MTM	27.077	51.027	-47%	(2.500)	n.m.	125.224	(48.580)	n.m.
Lucro Líquido Ajustado	69.377	139.088	-50%	163.694	-58%	344.524	499.357	-31%

5.9. Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R\$ 388 milhões no trimestre e R\$ 1,2 bilhão no acumulado, aumento de 20% em relação ao trimestre anterior e queda de 25% em relação aos 9M24.

A variação em relação ao 2T25 foi devido, principalmente, à ausência de pagamento de juros de debêntures no período, além da desvalorização do dólar, que reduziu o reconhecimento de marcação a mercado dos instrumentos financeiros.

O caixa aplicado nas atividades de investimento, no trimestre, totalizou R\$ 820 milhões devido aos principais fatores apresentados abaixo:

- (i) Adições ao imobilizado e intangível de R\$ 609 milhões, no trimestre, principalmente pelos investimentos para desenvolvimento de novas reservas no montante de R\$ 287 milhões, além do desembolso de R\$ 260 milhões correspondente às parcelas de aprovação pelo CADE e da conclusão da aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte; e
- (ii) Aplicações financeiras negativo em R\$ 211 milhões no trimestre vs. R\$ 262 milhões positivo no 2T25.

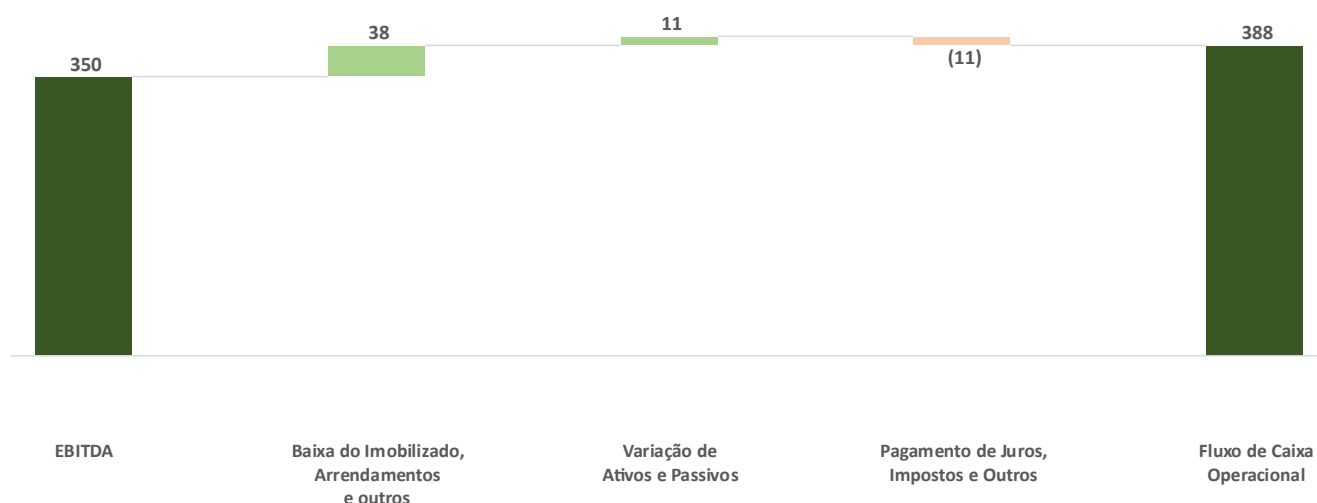
O caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 487 milhões no 3T25, impulsionado principalmente pelos recursos líquidos captados por meio da 3ª Emissão das Debêntures da Companhia.

O Fluxo de Caixa Livre, representado pelo Caixa gerado nas atividades operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível, foi negativo em R\$ 221 milhões no 3T25. No 9M25, o Fluxo de Caixa Livre foi negativo em R\$ 114 milhões.

Excluindo os valores investidos na aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte no trimestre, o Fluxo de Caixa Livre foi de R\$ 38 milhões no trimestre e de R\$ 183 milhões no acumulado.

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	148.624	253.826	-41%	196.080	-24%	711.212	377.441	88%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	76.640	73.625	4%	39.957	92%	238.023	243.271	-2%
Depreciação, Amortização e Depleção	192.350	195.367	-2%	202.998	-5%	551.799	535.074	3%
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	-	-	n.m.	-	n.m.	-	22.033	n.m.
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	(73.683)	(153.211)	-52%	22.801	n.m.	(367.695)	258.635	n.m.
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	38.470	54.444	-29%	59.362	-35%	139.146	182.342	-24%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	(2.693)	1.317	n.m.	7.246	n.m.	6.386	62.596	-90%
Variação de Ativos e Passivos	11.291	(34.475)	n.m.	64.554	-83%	15.558	153.786	-90%
Pagamento/Recebimento de Derivativos	-	28.630	n.m.	-	n.m.	28.630	-	n.m.
Pagamento de Contratos de Hedge	-	-	n.m.	(30.734)	n.m.	-	(122.304)	n.m.
Juros Pagos	(1.461)	(91.940)	-98%	(39.196)	-96%	(94.068)	(85.088)	11%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(1.679)	(5.050)	-67%	(1.874)	-10%	(13.593)	(16.192)	-16%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	387.859	322.533	20%	521.194	-26%	1.215.398	1.611.594	-25%
Aplicações Financeiras	(210.738)	262.226	n.m.	129.235	n.m.	72.509	(730.948)	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(609.250)	(422.397)	44%	(253.470)	140%	(1.329.436)	(720.744)	84%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(819.988)	(160.171)	412%	(124.235)	560%	(1.256.927)	(1.451.692)	-13%
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	497.355	-	n.m.	-	n.m.	497.355	1.097.570	-55%
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(10.062)	(13.047)	-23%	(384.623)	-97%	(228.269)	(594.188)	-62%
Exercício de Opção de Ações	-	-	n.m.	201	n.m.	148	1.207	-88%
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	-	-	n.m.	-	n.m.	-	495	n.m.
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	-	(4.170)	n.m.	(2.863)	n.m.	(7.323)	(14.124)	-48%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	-	(238.158)	n.m.	(2)	n.m.	(238.158)	(427.359)	-44%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	487.293	(255.375)	n.m.	(387.287)	n.m.	23.753	63.601	-63%
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	55.164	(93.013)	n.m.	9.672	470%	(17.776)	223.503	n.m.
Fluxo de Caixa Livre	(221.391)	(99.864)	122%	267.724	n.m.	(114.038)	890.850	n.m.
Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de midstream	38.471	(63.015)	n.m.	267.724	-86%	182.673	890.850	-79%

Análise comparativa do EBITDA e Fluxo de Caixa Operacional (R\$ Milhões)



5.10. Investimento

Capex (R\$ Milhões)	4T24	1T25	2T25	3T25
Desenvolvimento de Reservas	280	222	287	287
Almoxarifado para inversões fixas	(21)	10	18	(4)
Investimentos em Midstream ¹	-	-	37	260
Demais ativos fixos e intangíveis	48	17	24	26
Capex Total	307	249	367	569

¹ Exclui o reconhecimento do efeito não caixa de R\$ 52 milhões referente à parcela remanescente de 15% da aquisição de 50% de Guamaré.

O Capex no trimestre totalizou R\$ 569 milhões, 55% maior em relação ao 2T25, explicados por:

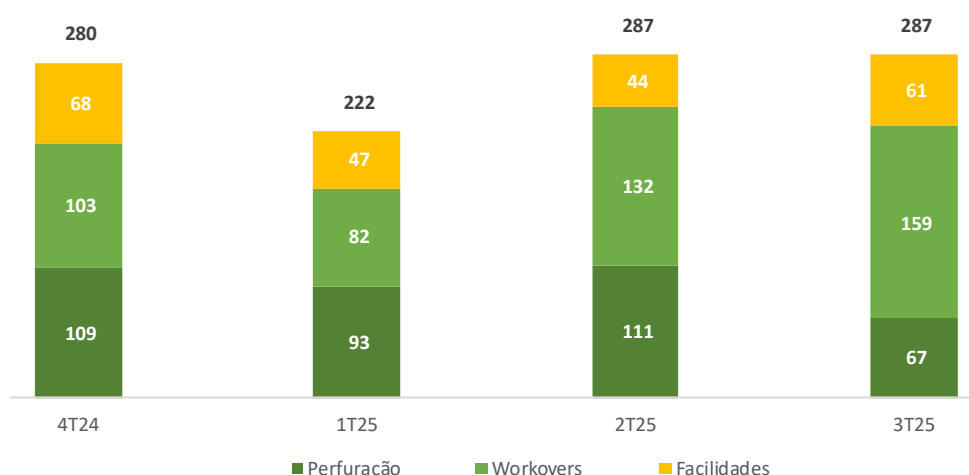
Desenvolvimento de Reservas: R\$ 287 milhões, refletindo o avanço da campanha de perfuração de 2025, incluindo a finalização do poço injetor TIE-015, a perfuração do primeiro poço horizontal, bem como à quase conclusão da fase de completação e testes dos três poços profundos. Os investimentos no trimestre também refletem a manutenção do ritmo das atividades de *workovers* e maiores investimentos em facilidades, conforme detalhado abaixo;

Almoxarifado: negativo em R\$ 4 milhões;

Midstream: R\$ 260 milhões referentes aos desembolsos realizados nas etapas de aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte no trimestre, sendo distribuídos da seguinte forma: (i) R\$ 91 milhões após aprovação do CADE em julho e (ii) R\$ 169 milhões na conclusão da transação em setembro;

Demais ativos fixos e intangíveis: R\$ 26 milhões, principalmente devido aos investimentos com gasoduto de Tiê, comissionamento de sonda de *workover*, bem como adaptações em equipamentos da frota de sondas e unidades de serviços para melhoria de eficiência. Além disso, foram realizados investimentos na aquisição de softwares, licenças e outras ferramentas digitais, dentre outros.

Capital aplicado em projetos de Desenvolvimento de Reservas (R\$ Milhões)



O Desenvolvimento de Reservas totalizou R\$ 287 milhões no trimestre, em linha com o 2T25, devido a:

Perfuração: R\$ 67 milhões no trimestre, refletindo a conclusão de 94% da campanha de perfuração do ano. Desse total, R\$ 24 milhões referem-se à fase final de testes dos três poços profundos. Alinhado à essa estratégia

de longo prazo, foram investidos R\$ 10,4 milhões na perfuração do primeiro poço horizontal da Companhia no Rio Grande do Norte, que se encontra em fase de completação e testes. Estas iniciativas reforçam o compromisso da Companhia com soluções mais eficientes e sustentáveis, com foco na criação de valor de longo prazo.

Adicionalmente, no trimestre, houve a completação do sidetrack do TIE-17, e perfuração e completação do poço injetor TIE-15.

Workovers: R\$ 159 milhões no trimestre, 20% maior vs. 2T25, impulsionados pela manutenção no ritmo de atividades, refletindo os esforços contínuos de recuperação de produção nos Ativos Bahia e Potiguar. Com o avanço das atividades, observou-se uma variação nos resultados das intervenções, atribuída ao perfil dos trabalhos e ao aumento do custo médio por intervenção, especialmente devido à execução de operações com maior complexidade e custo unitário, como canhoneios e fraturamentos hidráulicos. Considerando a piora no cenário da curva de preços do Brent, a Companhia devolveu três sondas terceirizadas alugadas ao final de outubro visando reduzir o ritmo de Capex e revisa continuamente seus processos para otimizar eficiência, mantendo alto grau de flexibilidade para acelerar ou reduzir o ritmo de atividades conforme o cenário macro e os resultados mais recentes.

Facilidades: R\$ 61 milhões no trimestre, representando um aumento de 39% em relação ao 2T25. O aumento significativo dos investimentos durante o período foi devido, principalmente, à evolução para a fase de execução de diversos projetos de ampliação e modernização das facilidades vinculadas a projetos de melhoria de integridade de ativos, sistemas de injeção de água e de compressão, bem como o avanço de alguns projetos de midstream que buscam maior resiliência no escoamento da produção.

5.11. Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 30 de setembro de 2025 era de R\$ 1,5 bilhão, aumento de 18% em relação ao saldo de 2024. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, foi de 1,00x, o prazo médio da dívida (*duration*) de 3,79 anos e o custo médio dolarizado de 6,51% ao ano.

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

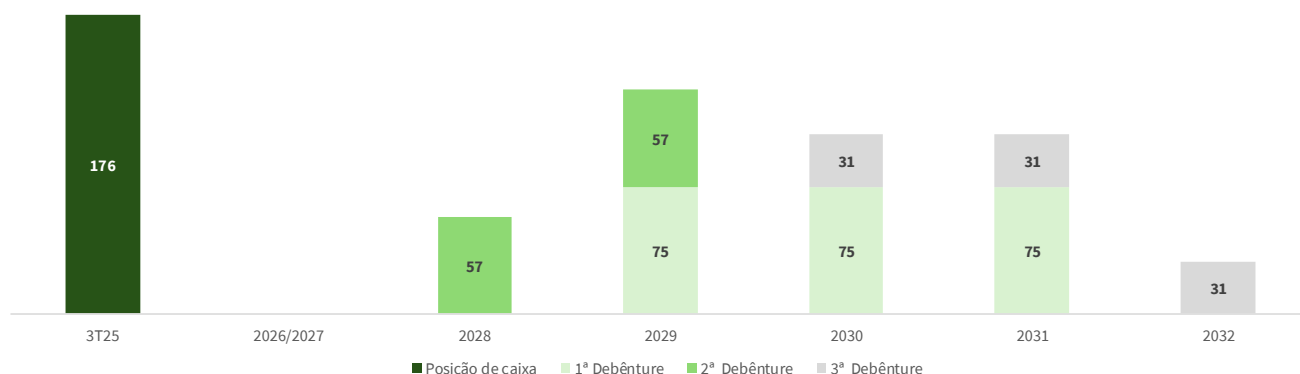
Endividamento Líquido (R\$ Mil)	30/Set/2025	31/Dez/2024	Δ%
Empréstimos bancários	-	-	n.m.
Debêntures	2.400.752	1.792.321	34%
Efeito dos Swaps de Dívida ¹	28.455	368.840	-92%
Valores a pagar de aquisições ²	52.928	213.077	-75%
Dívida bruta	2.482.135	2.374.238	5%
Caixa e Equivalentes de caixa	277.772	295.548	-6%
Aplicações Financeiras	655.943	761.939	-14%
Posição de Caixa	933.715	1.057.487	-12%
Dívida Líquida	1.548.420	1.316.751	18%
EBITDA últimos 12 meses	1.550.540	1.643.036	-6%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	1,00 x	0,80 x	0,20 x

¹ Não inclui a parcela do *Zero Cost Collar* na linha "Instrumentos financeiros derivativos" do passivo circulante.

² Refere-se à parcela remanescente de 15% da aquisição de 50% de Guamaré.

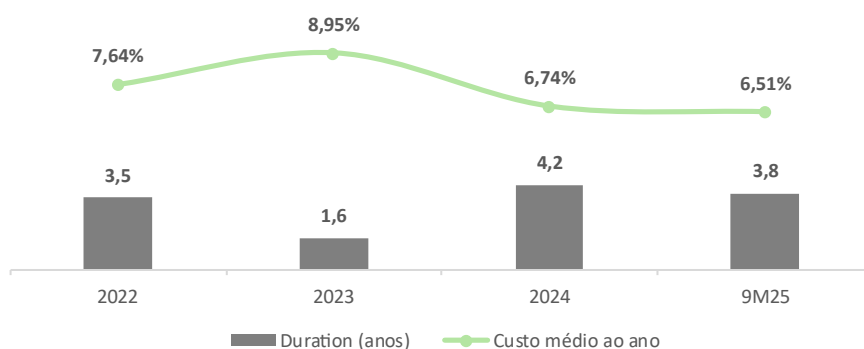
A dívida atual da Companhia inclui R\$ 53 milhões, referentes aos últimos 15% da aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural no Rio Grande do Norte, com vencimento de curto prazo. No longo prazo, o endividamento é composto por compromissos vinculados às emissões de debêntures, sendo a próxima 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 30 de setembro de 2025 no valor de aproximadamente R\$ 5,32.

Custo e duration de dívida



6. Sustentabilidade

A PetroReconcavo segue fortalecendo seu compromisso com a geração de valor sustentável e de longo prazo, integrando eficiência operacional a iniciativas socioambientais de alto impacto nas comunidades onde atua. As ações da Companhia integram eficiência operacional, responsabilidade socioambiental, desenvolvimento humano e governança corporativa, promovendo crescimento integrado e responsável.

A Companhia consolidou avanços importantes seus programas de sustentabilidade e lançou novas frentes estratégicas, ampliando seu impacto social nas comunidades. O projeto **Viva Sabiá**, em parceria com a AVSI Brasil, foi expandido com a inclusão de duas novas comunidades no Rio Grande do Norte e a implementação de 45 tecnologias sociais voltadas ao acesso à água potável, entre sistemas como Bioágua, que fomenta a geração de renda através da agricultura, e unidades Aqualuz, que promovem o tratamento da água e a melhoria da qualidade de vida. No ano, o projeto já beneficiou mais de 500 pessoas com as tecnologias sociais e, ao todo, alcançou mais de 2.900 beneficiários com ações de educação ambiental, assistência técnica para produção agroecológica e cidadania. A Companhia também manteve os projetos **Ciranda Viva**, **Educar pra Valer**, **Tapera das Artes** e **Raízes da Transformação**, garantindo continuidade e consistência na atuação social através dos pilares de educação e geração de renda.

No pilar da inovação, firmou parceria com o IFBaiano para o desenvolvimento de um projeto de Pesquisa &

Desenvolvimento voltado ao reaproveitamento dos cascalhos de perfuração, conectando desafios operacionais à economia circular. Além disso, foi lançado o PROCOMPI, programa em colaboração com CNI, FIEB, IEL e SEBRAE, com foco na capacitação gratuita de micro e pequenas indústrias. O programa visa promover práticas ESG na cadeia de fornecimento, com ênfase em gestão de resíduos e gestão de emissões, fortalecendo a competitividade e a sustentabilidade dos fornecedores locais.

Na frente de parcerias, iniciou patrocínio ao *The Human Stocks* (THP), iniciativa com intuito da construção de Tecnologias Sociais para enfrentar os principais fatores que contribuem para a armadilha da pobreza, com foco especial nas áreas de educação básica, saúde e educação empreendedora.

No pilar de desenvolvimento de pessoas, em parceria com o SENAI/BA, foi lançado o primeiro Programa de Formação Técnica para Mulheres, com 30 vagas destinadas a moradoras de cinco municípios baianos, promovendo maior representatividade feminina no setor de óleo e gás. A Companhia também realizou o PR Experience para a liderança da Companhia, um encontro da Academia de Líderes que contou com a participação de executivos do setor e treinamentos em Inteligência Artificial e liderança de equipes de alto desempenho. Além disso, a Universidade Corporativa da PetroReconcavo (UNIPR) consolidou seu papel na capacitação técnica dos colaboradores, com ações de atualização técnica, realizadas em parceria com empresas de referência, reforçando o compromisso da Companhia com a excelência operacional e o desenvolvimento contínuo de competências.

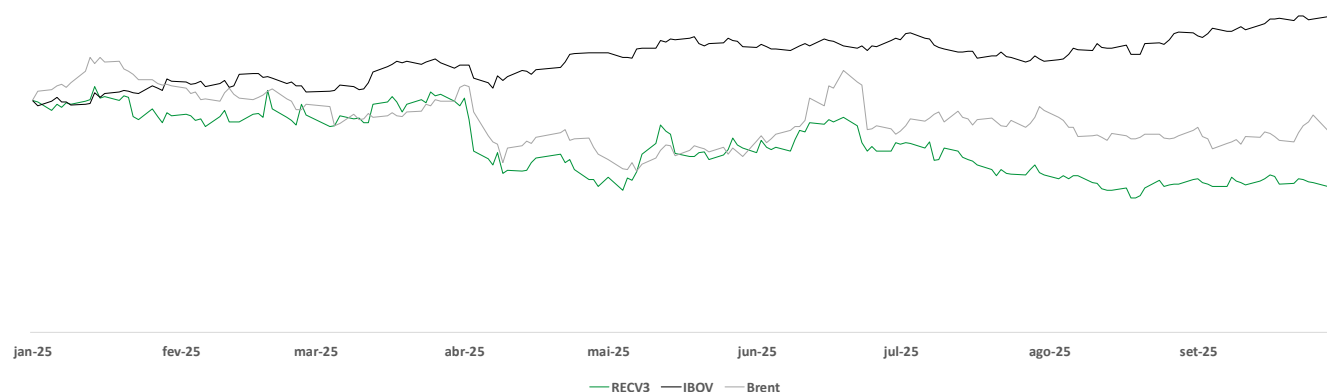
No âmbito da Governança, a Companhia reforçou o compromisso com a integridade e a melhoria contínua das práticas institucionais ao revisar e atualizar seu Código de Ética e Conduta, originalmente publicado em 2022. A atualização considerou novos fatores regulatórios, riscos emergentes, rodadas de diálogo com as partes interessadas e a evolução das melhores práticas de governança. Além disso, a PetroReconcavo passou a integrar o Índice de Dividendos (IDIV) da B3 e manteve, pelo segundo ano consecutivo, sua presença no Índice de Diversidade (IDVR), reforçando o compromisso com a geração de valor aos acionistas e a promoção da diversidade e inclusão.

7. Performance da Ação

Em 30 de setembro de 2025, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 3,7 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 12,61, desvalorização de 14,2% no trimestre, desempenho abaixo do Ibovespa (+4,8%) e abaixo do Brent (-1,1%).

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 141,6 milhões de ações no trimestre. A média diária foi de 2,1 milhões de ações no trimestre. O volume financeiro anual atingiu R\$ 1,9 bilhão, com volume médio diário de R\$ 28,7 milhões.

Performance da ação vs. Ibovespa vs. Brent (base 100)



8. Anexo I

Notas dos Principais Indicadores:

- EBITDA: Calculado em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada (“Instrução CVM 527”) e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção (“EBITDA”). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil (“BRGAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias;

- Margem EBITDA: corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela Receita Líquida do período. A Margem EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros;

- Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses: Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividida pelo EBITDA acumulado dos últimos doze meses em cada período. A Dívida Líquida representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de debêntures e efeito de swaps da dívida, empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, somado aos valores a pagar decorrente de aquisição de ativos, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante. A Dívida líquida/EBITDA não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/EBITDA não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia;

- Lucro Líquido Ajustado: corresponde ao Lucro Líquido excluídos os efeitos da variação cambial da marcação a mercado dos contratos de *swap* de dívida;

- Margem Líquida Ajustada: corresponde ao Lucro Líquido Ajustado dividido pela Receita Líquida do período;

- Fluxo de Caixa Livre: corresponde ao Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e ao Intangível;

- Produção (boe/dia): corresponde à média diária bruta de participação da Companhia (*working interest*). Os volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1.000 m³ de gás equivale a 6,2897 barril de óleo equivalente (boe);

- *Lifting Cost* (US\$/boe): Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, ajustados pela movimentação de estoques de petróleo e gás natural, 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 período, divididos pela taxa de câmbio média do período;

- Taxa de câmbio média (R\$/US\$): corresponde à média das taxas de câmbio do exercício em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil;

- Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl): O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. *Energy Information Administration* (EIA).