

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Segundo Trimestre 2025

Teleconferência de Resultados do 2T25

Sexta-feira, 8 de agosto 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	11
5.6.	EBITDA	11
5.7.	Resultado Financeiro	11
5.8.	Lucro Operacional, Lucro Líquido e Lucro Ajustado	12
5.9.	Fluxo de Caixa	12
5.10.	Investimento	14
5.11.	Endividamento	15
6.	Sustentabilidade	16
7.	Performance da Ação	17
8.	Anexo I	18

1. Destaques

Salvador, 07 de agosto de 2025 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do segundo trimestre (“2T25” ou “trimestre”) e do acumulado (“1S25” 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)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Receita Líquida	806.302	860.752	-6%	826.254	-2%	1.667.054	1.570.989	6%
EBITDA	373.772	423.847	-12%	447.315	-16%	797.619	800.667	0%
Margem EBITDA	46,4%	49,2%	-2,9 p.p.	54,1%	-7,8 p.p.	47,8%	51,0%	-3,1 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,78 x	0,62 x	0,16 x	0,63 x	0,15 x	0,78 x	0,63 x	0,15 x
Lucro Líquido	238.139	227.529	5%	136.181	75%	465.668	246.214	89%
Lucro Líquido Ajustado ²	139.088	136.060	2%	225.630	-38%	275.147	335.663	-18%
Margem Líquida	29,5%	26,4%	3,1 p.p.	16,5%	13,1 p.p.	27,9%	15,7%	12,3 p.p.
Margem Líquida Ajustada	17,3%	15,8%	1,4 p.p.	27,3%	-10,1 p.p.	16,5%	21,4%	-4,9 p.p.
Capex	366.625	248.664	47%	164.584	123%	615.289	324.927	89%
Fluxo de Caixa Livre ³	(99.864)	207.217	n.m.	391.803	n.m.	107.353	623.126	-83%
Produção Média Bruta (boe/dia)	27.367	27.262	0%	26.272	4%	27.314	26.327	3,8%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 13,88	\$ 13,93	0%	\$ 12,62	10%	\$ 13,90	\$ 12,97	7%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,67	R\$ 5,85	-3%	R\$ 5,22	9%	R\$ 5,76	R\$ 5,08	13%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 67,88	\$ 75,73	-10%	\$ 84,97	-20%	\$ 71,87	\$ 84,06	-15%

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

Destaques

- Produção média de 27,4 mil barris de petróleo equivalente (“boe”)/dia, estável frente ao 1T25 e 27,3 mil boe/dia no acumulado, 4% acima do 1S24;
- Receita Líquida de R\$ 806 milhões no trimestre e de R\$ 1.667 milhões no acumulado, queda de 6% e aumento de 6%, respectivamente;
- EBITDA de R\$ 374 milhões no trimestre e de R\$ 798 milhões no acumulado, menor 12% vs. 1T25 e estável em relação ao 1S24;
- Lucro Líquido de R\$ 238 milhões no trimestre e de R\$ 466 milhões no semestre, aumento de 5% vs. 1T25 e de 89% em relação ao 1S24.
- 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\$ 322 milhões no trimestre e de R\$ 827 milhões no acumulado, queda de 42% em comparação com o 1T25 e de 27% em relação ao 1S24;
- A Dívida Líquida em 30 de junho de 2025 era de R\$ 1,281 bilhão, representando uma alavancagem de 0,78x Dívida Líquida/EBITDA LTM.

2. Mensagem do Presidente

O segundo trimestre de 2025 foi marcado por um cenário macroeconômico internacional volátil, que resultou numa queda do preço médio do petróleo *Brent*, que recuou para US\$ 68 por barril, retração de 10% em relação ao trimestre anterior, além da desvalorização de 3% do dólar frente ao real. Com isso, verificamos uma redução de 6% na Receita Líquida (R\$ 806 milhões) e 12% no EBITDA (R\$ 374 milhões) do 2T25 em relação ao trimestre anterior.

Apesar desse cenário, mantivemos nossa disciplina operacional e avançamos em projetos estratégicos que reforçam nossa visão de longo prazo. A produção manteve-se estável no trimestre, com média de 27,4 mil boe/dia, ao mesmo tempo em que avançamos com a perfuração de quatro novos poços, incluindo o último dos três poços profundos da campanha de 2024/2025. Em função do nosso avanço tecnológico e da nossa capacidade de execução, conseguimos executar com sucesso a perfuração dos três poços profundos, atualmente em testes de formação para avaliar o potencial de produção individual de cada uma das diversas zonas portadoras de hidrocarbonetos encontradas em cada poço. Embora essa fase exija maior concentração de investimentos (*frontloading* de capex), ela é essencial para aprofundar o conhecimento destes reservatórios e embasar decisões futuras com maior precisão.

No segundo semestre, prosseguiremos à fase final do programa de perfuração de 2025, que representará mais um importante avanço operacional: a execução de dois poços horizontais, reforçando nosso compromisso com a maximização do valor dos ativos e a eficiência na recuperação de reservas, trazendo para o *onshore* brasileiro as melhores práticas internacionais.

Como parte do plano de resiliência e busca contínua por eficiência operacional, firmamos o contrato para aquisição de 50% das infraestruturas de gás natural junto à Brava no estado do Rio Grande do Norte, com destaque para a UPGN Guimarães e o gasoduto que interliga nossas operações à referida planta. A operação, aprovada pelo CADE em julho, segue agora para a fase de *closing*. Essa iniciativa fortalece nossa presença em *midstream* e abre caminho para a captura de sinergias e redução de custos na cadeia de valor do gás natural. Paralelamente, recebemos em julho, iniciamos a operação do gasoduto de Tiê, que conecta o campo à malha de processamento da Bahia, um avanço relevante em flexibilidade operacional e monetização do gás.

A Companhia realizou sua 3ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 500 milhões, com o objetivo de reforçar o caixa alinhado aos projetos de infraestrutura da UPGN Guimarães e Miranga. Com *duration* médio de 5,2 anos e custo de captação dolarizado via *swap* de 5,66% a.a., a emissão destaca-se entre as mais competitivas do setor, como reflexo da confiança do mercado na nossa governança, estrutura de capital e disciplina financeira. A operação foi classificada com *rating* AA.br pela *Moody's Brasil*, o que valida mais uma vez a robustez econômica e a qualidade de crédito da Companhia, reduzindo o custo de capital da Companhia.

Como parte da estratégia de gestão de riscos, contratamos novos *hedges* de petróleo na forma de *zero cost collar*, com piso de US\$ 60/bbl e teto de US\$ 70/bbl, vigentes até o final de 2026. Essa iniciativa contribui para ampliar a previsibilidade de receitas em um cenário volátil. Soma-se a isso a estrutura dos contratos de venda de gás, que possuem precificação fixa ou indexada ao *Brent*, com cláusulas de proteção que estabelecem pisos a partir de US\$ 70/bbl. Combinadas, essas medidas asseguram proteção de preço para cerca de 50% do volume produzido pela Companhia.

Nosso compromisso com a transparência e com os princípios ESG foi reafirmado com a divulgação do nosso 4º Relatório de Sustentabilidade, que demonstra de forma sólida e consistente nossos avanços em governança, meio ambiente, capital humano e impacto social — pilares que sustentam o nosso negócio.

Concluimos o trimestre confiantes de que estamos trilhando o caminho correto. Em um contexto desafiador, garantimos avanços estratégicos, sustentados pela nossa expertise técnica, pela força do nosso time e pela confiança dos nossos acionistas. Ao completar 25 anos de história, reafirmamos nosso compromisso com o crescimento sustentável, a criação de valor e o fortalecimento da indústria onshore brasileira.

José Firmo

3. Principais Eventos do Período

- Em 24 de abril, a Companhia aprovou em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE) a eleição da nova chapa dos membros do Conselho de Administração, substituindo o Sr. Leendert Lievaart pelo Sr. Carlos Tadeu da Costa Fraga;
- Em 08 de maio, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio (JCP) no valor bruto de R\$ 263,4 milhões, correspondente a R\$ 0,90 por ação, que foram pagos em 27 de maio;
- Em 5 de junho, a Companhia assinou Contrato de Compra e Venda com a 3R Potiguar S.A., subsidiária da Brava Energia S.A., para aquisição de 50% de ativos de midstream de gás natural no Rio Grande do Norte, pelo valor total de US\$ 65 milhões. O pagamento da primeira parcela na data de assinatura foi de R\$ 36,8 milhões. Adicionalmente, em 23 de julho, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) aprovou a transação, viabilizando o cumprimento das condições precedentes para a liquidação da segunda parcela, correspondente a R\$ 91 milhões;
- Em 11 de junho, a Companhia recebeu notificação da ANP determinando a cessação imediata e segura das operações das Estações Nova Cassarongongo e Ilhas, no campo de Cassarongongo (Ativo Bahia), devido à necessidade de adequações para assegurar a integridade das instalações, tendo a Agência autorizado o retorno das operações em 18 de junho, após ter sido constatado o atendimento por parte da Companhia das condições estabelecidas pela ANP;
- Em 25 de junho, a *Moody's Local Brasil* atribuiu rating AA.br à 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da PetroReconcavo, liquidada em 4 de julho no valor total de R\$ 500 milhões;
- Em 9 de julho, a Companhia iniciou a operação do gasoduto de Tiê, que interliga o campo de Tiê à malha de escoamento do gás do Ativo Bahia até a UTG Catu, marcando um avanço importante na infraestrutura de escoamento e comercialização de gás da Companhia;
- Em 14 de julho, a Companhia divulgou seu 4º 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)*.

4. Operacional

4.1. Produção

A produção média do trimestre foi de 27,4 mil boe/dia, estável em relação ao trimestre anterior, refletindo o aumento de 3% da produção do Ativo Potiguar mitigado pela redução de 2% na produção do Ativo Bahia em função da parada, por sete dias, no campo de Cassarongongo, além de falha de um poço no campo de Tiê, que passou por um processo de *side-track*.

Desde o final de 2024, a Companhia iniciou a campanha de perfuração de três poços profundos nos campos de Biriba e Jacuipe, localizados no Ativo Bahia, com o objetivo de acessar reservatórios em horizontes mais profundos. Ao longo do semestre, as perfurações foram executadas com sucesso e deu-se início às operações de testes e completação.

Cada poço apresentou entre três e quatro zonas portadoras de hidrocarbonetos com eventual potencial produtivo. Devido ao caráter de poços de avaliação (*appraisal wells*), é essencial em um primeiro momento que operações sejam realizadas de forma a coletar mais informações sobre o tamanho, qualidade e potencial de produção dos reservatórios encontrados, ajudando na determinação dos potenciais volumes e da viabilidade de desenvolvimento destas acumulações de hidrocarbonetos. Por conta disto e devido à maior profundidade e à complexidade geológica, é necessária uma abordagem de completação mais sofisticada, exigindo a realização de testes de formação em cada intervalo produtor, a fim de avaliar individualmente o potencial produtivo de cada zona antes de definir o modelo final de completação e o comissionamento para produção.

Adicionalmente, a Companhia prevê, para o segundo semestre de 2025, o início da última fase do programa de perfurações do ano, com a execução de poços horizontais. Estão planejados dois poços deste tipo, sendo um em cada ativo. Assim como os poços profundos, os poços horizontais representam um marco tecnológico significativo para a Companhia, uma vez que a geometria horizontal maximiza o contato com as zonas produtoras, promovendo maior área de drenagem e, com potencial de elevar a eficiência na recuperação de reservas de petróleo e gás, conforme verificado em outras bacias sedimentares no mundo.

Produção (boe/dia)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Óleo	8.885	8.597	3%	9.014	-1%	8.742	9.181	-5%
Gás	4.829	4.749	2%	4.979	-3%	4.789	4.842	-1%
Ativo Potiguar	13.714	13.345	3%	13.992	-2%	13.531	14.023	-4%
Óleo	7.455	7.716	-3%	6.181	21%	7.585	6.106	24%
Gás	6.198	6.200	0%	6.099	2%	6.199	6.198	0%
Ativo Bahia	13.652	13.916	-2%	12.280	11%	13.784	12.304	12%
Óleo	16.339	16.313	0%	15.194	8%	16.326	15.287	7%
Gás	11.027	10.949	1%	11.078	0%	10.988	11.039	0%
Total	27.367	27.262	0%	26.272	4%	27.314	26.327	4%

Ativo Bahia

A produção média do Ativo Bahia foi de 13,7 mil boe/dia no trimestre, redução de 2% em relação ao 1T25, com redução de 3% na produção do óleo e estabilidade na produção de gás natural. A redução é reflexo, principalmente, do processo de *side-track* do poço TIE-012 (novo TIE-017) que entrou em produção na segunda metade do mês de julho. Além disso, a produção do ativo foi impactada pela parada do campo de Cassarongongo, por sete dias, ao longo do mês de junho, conforme Fatos Relevantes publicados nos dias 11 e 18 de junho.

No trimestre, foram realizados 22 workovers no Ativo Bahia, totalizando 39 projetos executados no primeiro semestre de 2025. Os resultados dessas intervenções já podem ser observados, com um aumento de 4% na produção do campo de Miranga.

No trimestre, a Companhia avançou na perfuração de três poços. O poço TIE-014 foi completado; o poço profundo Biriba-19 encontra-se em fase de completação; e o *side-track* do antigo TIE-012, renomeado TIE-017, que entrou em produção em julho. Além disso, teve início a perfuração do poço injetor TIE-015, concluído também em julho, contribuindo para o reforço da injeção de água no campo de Tiê. Paralelamente, a Companhia deu continuidade às atividades de completação dos outros dois poços profundos Biriba-20 e Jacuípe-44.

Ativo Potiguar

A produção média do Ativo Potiguar foi de 13,7 mil boe/dia no trimestre, aumento de 3% em relação ao 1T25, impulsionada pelo aumento de 3% na produção de petróleo e de 2% na produção de gás natural. Esse aumento é resultado da campanha de *workovers* realizada no ativo, com 43 projetos executados ao longo do 2T25, totalizando 77 projetos no acumulado do ano.

Ao longo do trimestre, foram completados quatro poços perfurados no 1T25. O desempenho operacional foi impulsionado pela entrada em produção destes novos poços nos campos do Complexo Sabiá e Janduí, aliados à redução do *backlog* de reparos e pela intensificação das atividades de *workover*.

4.2. Sondas e Serviços (RSO)

Atualmente, a Companhia conta com uma frota composta por três sondas de perfuração e 18 sondas de *workover*, das quais 12 são próprias, uma alugada (operada internamente) e outras cinco terceirizadas.

Com o objetivo de intensificar sua campanha de *workovers*, a Companhia incorporou duas sondas terceirizadas no trimestre ao seu portfólio. Com isso, foram executados 65 projetos ao longo do trimestre, 27% a mais que no período anterior. A alocação operacional das sondas de *workover* é equilibrada entre os ativos, com nove sondas atualmente operando no Ativo Bahia e nove no Ativo Potiguar.

A sonda de perfuração PR-14 finalizou, no início de maio, a perfuração do terceiro poço profundo no campo de Biriba, que, conforme mencionado acima, encontra-se em fase de completação. Após a finalização, a sonda foi mobilizada para a prestação de serviços ao SENAI, onde perfurou um poço escola, já concluído no mês de julho.

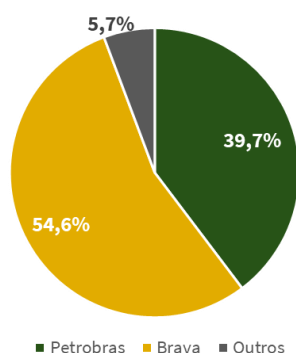
A sonda PR-04 realizou, ao longo do trimestre, a perfuração de dois poços no campo de Tiê: o TIE-014 e o TIE-017, que foi um *side-track* do TIE-012. Teve início ainda, neste trimestre, a perfuração do poço injetor TIE-015, cuja conclusão ocorreu em julho. A sonda PR-21 realizou a completação de quatro poços no Ativo Potiguar, que haviam sido perfurados ao longo do 1T25.

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 2T25 (%)



O preço médio de venda de petróleo foi de US\$ 58,56 por barril, representando 86% do valor de referência do *Brent*, no trimestre. O preço de realização do petróleo no trimestre refletiu os novos contratos de comercialização com a Brava, no Ativo Potiguar, vigente desde fevereiro de 2025, e com a Petrobras, no Ativo Bahia, vigentes desde maio deste ano.

Conforme destacado no último Release de Resultados, a Companhia formou um estoque junto à Brava Energia no 1T25, ocasionada pelas paradas para manutenção da refinaria Clara Camarão, nos meses de janeiro e março, no volume de 56,4 mil barris, dos quais 21,8 mil barris foram refinados ao longo do 2T25.

Preço Médio Realização Petróleo		2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	498.142	558.434	-11%	532.879	-7%	1.056.576	991.651	7%
Volume Entregue	Mbbl	1.479	1.464	1%	1.388	7%	2.909	2.754	6%
Volume entregue incluindo estoque		1.501	1.408	7%	1.388	8%	2.874	2.754	4%
Preço Médio Realização	(R\$/bbl)	331,80	396,61	-16%	383,98	-14%	367,59	360,11	2%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	58,56	67,77	-14%	73,60	-20%	63,83	70,87	-10%

As iniciativas firmadas por meio dos Memorandos de Entendimento (MoUs) firmados com a Dislub, Ultracargo Logística, Terminais Marítimos do Brasil, CIPP e Shell seguem em andamento e dentro do cronograma previsto. Os trabalhos seguem concentrados na avaliação e desenvolvimento de alternativas de escoamento, armazenagem e comercialização do petróleo produzido, possibilitando o acesso da Companhia a novos mercados e clientes.

Gás Natural

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 9,26 por milhão de BTUs, representando 13,64% do valor de referência do *Brent*, no trimestre. O volume produzido e entregue pela Companhia foi de 148,7 Mm³, aumento de 5% em relação ao trimestre anterior, impulsionado por melhorias operacionais no Ativo Potiguar, que possibilitaram maior aproveitamento de gás na estação Carnaúba. Além disto, houve uma redução de 52% do volume comprado de terceiros, com o encerramento do contrato com a Eneva.

Preço Médio Realização Gás		2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	305.947	301.949	1%	285.918	7%	607.897	570.800	6%
Volume Produzido e Entregue	Mm ³	148.703	140.981	5%	150.334	-1%	289.683	298.304	-3%
Volume Compra	Mm ³	7.630	15.824	-52%	5.333	43%	23.454	10.203	130%
Volume Entregue Total	Mm ³	156.333	156.804	0%	155.666	0%	313.137	308.506	2%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm ³)	1,96	1,93	2%	1,84	7%	1,94	1,85	5%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	9,26	8,82	5%	9,44	-2%	9,04	9,76	-7%

Em 09 de julho, o novo gasoduto de Tiê entrou em operação, após autorização da ANP, viabilizando o acesso à UTG Catu, possibilitando melhor monetização do gás natural produzido no campo de Tiê.

Gás Seco

No 2T25, 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.

Líquidos de Gás Natural

No 2T25, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) do Ativo Potiguar foi comercializada com as distribuidoras Nacional Gás Butano e Supergasbras, enquanto o C5+ foi comercializado com a Brava Energia, ambos na saída da UPGN Guamaré. Já o volume do C3+ produzido na Bahia foi comercializado com a Petrobras, na saída da UTG Catu.

Cabe destacar que, no trimestre, a Companhia assinou novo contrato junto à Copa Energia para comercialização de cerca de 75% da sua produção de GLP no estado do Rio Grande do Norte, adicionando mais um cliente à sua base de fornecimento. O Contrato tem duração de dois anos e reflete uma atualização na sistemática de precificação do GLP para a Companhia.

5. Performance Financeira

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Receita Líquida	806.302	860.752	-6%	826.254	-2%	1.667.054	1.570.989	6%
Custos e Despesas	(373.641)	(368.483)	1%	(327.236)	14%	(742.124)	(665.835)	11%
Royalties	(58.889)	(68.422)	-14%	(51.703)	14%	(127.311)	(104.487)	22%
EBITDA	373.772	423.847	-12%	447.315	-16%	797.619	800.667	0%
Depreciação, Amortização e Depleção	(195.367)	(164.082)	19%	(178.214)	10%	(359.449)	(332.076)	8%
Lucro Operacional	178.405	259.765	-31%	269.101	-34%	438.170	468.591	-6%
Resultado Financeiro Líquido	75.421	48.997	54%	(216.252)	n.m.	124.418	(287.230)	n.m.
Impostos Correntes	(3.713)	(6.552)	-43%	4.621	n.m.	(10.265)	(3.440)	198%
Impostos Diferidos	(11.974)	(74.681)	-84%	78.711	n.m.	(86.655)	68.293	n.m.
Lucro Líquido	238.139	227.529	5%	136.181	75%	465.668	246.214	89%

5.1. Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 806 milhões no trimestre e de R\$ 1,7 bilhão no acumulado, queda de 6% em relação ao 1T25 e aumento de 6% em relação ao primeiro semestre de 2024.

Receita Líquida (R\$ Mil)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	244.786	294.119	-17%	234.257	4%	538.906	453.259	19%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	253.356	264.314	-4%	330.696	-23%	517.670	629.635	-18%
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	n.m.	(32.073)	n.m.	-	(91.243)	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	498.142	558.434	-11%	532.879	-7%	1.056.576	991.651	7%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	305.947	301.949	1%	285.918	7%	607.897	570.800	6%
Receita Líquida com Serviços	2.213	369	500%	7.456	-70%	2.582	8.537	-70%
Receita Líquida Total	806.302	860.752	-6%	826.254	-2%	1.667.054	1.570.989	6%

A Receita Líquida com petróleo reduziu 11% em relação ao 1T25, em função da queda do petróleo tipo *Brent* em 10% e do dólar em 3%, além dos reajustes contratuais com maior desconto em relação ao *Brent*. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 1,1 bilhão, 7% superior ao mesmo período do ano passado.

No Ativo Bahia, a receita com venda de petróleo reduziu 17%, em função da queda do *Brent* e do dólar, impulsionados pela queda de produção do ativo no trimestre. Cabe destacar, que além dos fatores já citados, no mês de maio houve a implementação de novos contratos de venda de óleo, conforme mencionado na seção de Comercialização.

No Ativo Potiguar, a receita com a venda de petróleo reduziu 4%, em função da queda do *Brent* e do dólar, além do impacto dos novos contratos de venda de óleo desde fevereiro deste ano. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo processamento de 21,8 mil barris de petróleo, provenientes do estoque armazenado junto à Brava Energia no trimestre anterior.

A Receita Líquida com gás aumentou 1% em relação ao trimestre anterior, refletindo melhor aproveitamento do gás produzido, apesar das quedas no *Brent* e dólar. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 608 milhões, 6% superior ao mesmo período do ano passado.

A Receita Líquida com prestação de serviços no seguimento de RSO totalizou de R\$ 2,2 milhões no trimestre, refletindo o início da prestação de serviço com a sonda PR-14 para o SENAI, conforme mencionado anteriormente.

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. Atualmente, a Companhia possui 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.

Contabilmente, a avaliação desses contratos é realizada através de instrumentos financeiros, com uma marcação a mercado positiva ou negativa. 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.

Neste trimestre, os instrumentos de *hedge* contratados foram acionados em maio, quando a cotação do *Brent* atingiu patamar inferior a US\$ 65/bbl. O movimento gerou um efeito caixa positivo de R\$ 710 mil, registrado na rubrica “*Collar*”, que compõe o resultado financeiro apresentado no item 5.7 deste relatório.

O volume total de petróleo *hedgado* para o 2T25 era de 362.000 barris, equivalente a 3.978 bbl/dia, representando 22% da produção de petróleo da Companhia e 13% de sua produção total do período.

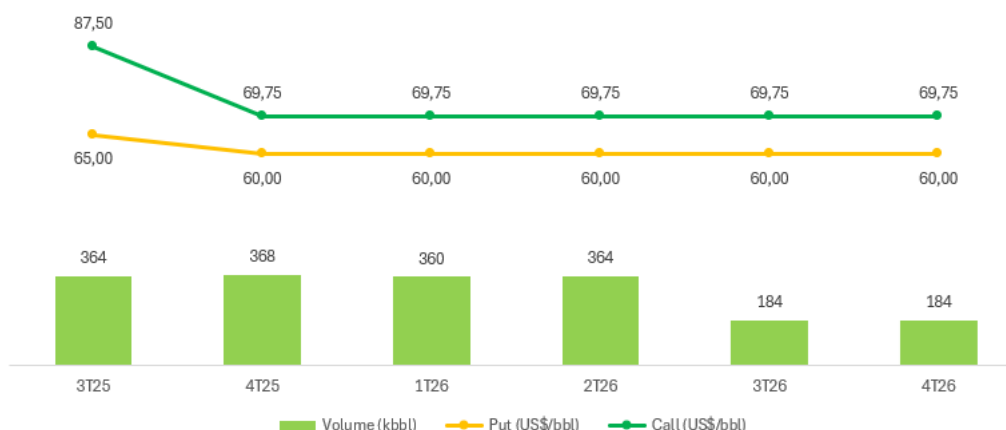
Além disso, a Companhia contratou novos instrumentos no mês de junho com vigência até 2026, reforçando sua proteção frente à volatilidade de preços.

A tabela abaixo representa a quantidade de petróleo protegida pelos contratos de *hedge* vigentes:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
Em 30/06/2025	Put	Call	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	65,00	87,50	364.000	3.926
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	368.000	126
De 6 a 12 meses	60,00	69,75	724.000	891
De 1 a 2 anos	60,00	69,75	368.000	266
Total	61,00	73,29 ¹	1.824.000	5.209

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

Distribuição dos contratos de hedge por período



5.3. Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Pessoal	74.794	66.957	12%	72.003	4%	141.751	130.411	9%
Serviços e Materiais	167.706	156.264	7%	117.957	42%	323.970	226.586	43%
Energia Elétrica	19.716	17.416	13%	17.160	15%	37.132	35.456	5%
Vendas	-	-	n.m.	-	n.m.	-	892	n.m.
Outros Custos e Despesas	7.148	12.786	-44%	12.455	-43%	19.934	54.164	-63%
Custos de Midstream	104.277	115.060	-9%	107.661	-3%	219.337	218.326	0%
Compra/Swap de gás	23.793	39.948	-40%	13.169	81%	63.741	25.794	147%
Escoamento de gás	3.715	3.740	-1%	4.853	-23%	7.455	11.213	-34%
Processamento de gás	51.884	49.021	6%	58.346	-11%	100.905	119.382	-15%
Transporte de gás	24.885	22.351	11%	31.293	-20%	47.236	61.937	-24%
Custos e Despesas Totais	373.641	368.483	1%	327.236	14%	742.124	665.835	11%

Os Custos e Despesas no trimestre foram de R\$ 374 milhões e de R\$ 742 milhões no acumulado, estável em relação ao trimestre anterior e 11% acima do primeiro semestre de 2024. A variação dos Custos e Despesas pode ser explicada por:

Pessoal: aumento de 12%, quando comparado ao trimestre anterior, reflexo do efeito sazonal do pagamento da remuneração variável de longo prazo (ILP);

Serviços e materiais: aumento de 7% em relação ao trimestre anterior, principalmente em função dos custos de armazenagem vinculados ao estoque formado junto à Brava Energia no 1T25, que gerou saldo devedor neste trimestre, devido ao consumo do estoque, enquanto no trimestre anterior havia gerado saldo credor por sua constituição. Além disso, contribuíram para esse aumento os custos iniciais com serviços externos prestados com a sonda PR-14. Os efeitos mencionados foram parcialmente compensados pelo impacto positivo não

recorrente relacionado ao reconhecimento de créditos presumidos de ICMS no trimestre;

Energia elétrica: aumento de 13% em relação ao trimestre anterior em função do reajuste de 20% na TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), além do aumento de 6% nas tarifas de energia no mercado livre;

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): redução de 9% em relação ao 1T25, devido à redução no volume de compra de gás de terceiros, em especial pelo encerramento do contrato com a Eneva, efeito parcialmente compensado pelo aumento nos custos de processamento e transporte de gás, em função do maior aproveitamento do gás produzido no Ativo Potiguar;

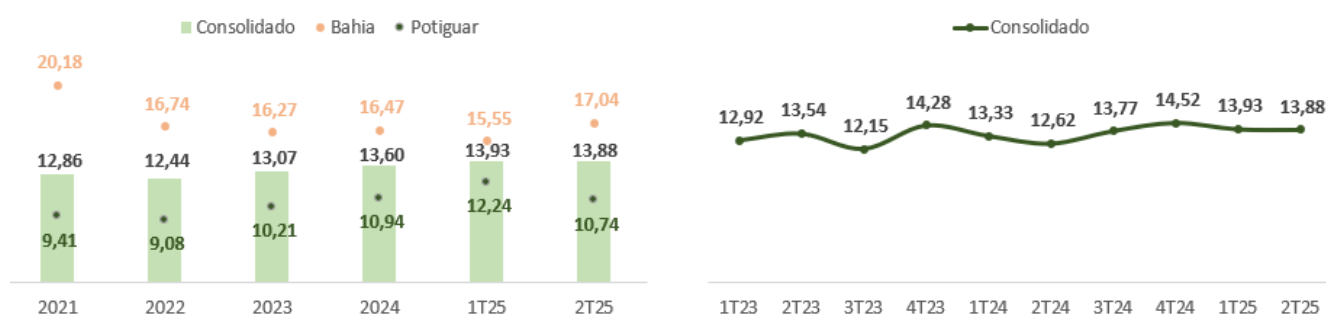
Outros custos e despesas: redução de 44% vs. o 1T25 devido aumento de outras receitas não operacionais.

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 US\$ 13,88/boe, estável em relação ao primeiro trimestre de 2025, apesar da queda da taxa de dólar.

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



5.5. Royalties

A Companhia registrou R\$ 59 milhões em royalties no trimestre, redução de 14%, refletindo a queda do *Brent* e câmbio no período. No acumulado, foram registrados R\$ 127 milhões, aumento de 14% frente ao mesmo período de 2024, refletindo, principalmente, o maior volume de produção do campo de Tiê, cuja alíquota de *royalties* é superior à média da Companhia.

5.6. EBITDA

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, foi de R\$ 374 milhões no trimestre e de R\$ 798 milhões no semestre, queda de 12% em relação ao 1T25 e estável em relação ao 1S24.

5.7. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi de R\$ 75 milhões no 2T25 e de R\$ 124 milhões no acumulado.

A variação positiva no trimestre foi influenciada pelo aumento no resultado com instrumentos financeiros, com a marcação a mercado pelo *swap* de dívida no valor de R\$ 150 milhões no período. Esse impacto favorável foi

parcialmente compensado pelas despesas financeiras relacionadas ao pagamento dos juros referentes à 1ª e 2ª emissões de debêntures realizadas no trimestre.

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\$ 74,4 milhões no 2T25.

Resultado Financeiro (R\$ Mil)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Receitas Financeiras	10.179	12.415	-18%	15.674	-35%	22.594	26.249	-14%
Despesas Financeiras	(66.573)	(70.095)	-5%	(43.505)	53%	(136.668)	(81.244)	68%
Variação Cambial, Líquida	(21.396)	(34.124)	-37%	(55.233)	-61%	(55.520)	(87.644)	-37%
SWAP	150.078	138.590	8%	(135.529)	n.m.	288.668	(135.529)	n.m.
Collar	3.133	2.211	42%	2.341	34%	5.344	(9.062)	n.m.
Total Instrumentos Financeiros	153.211	140.801	9%	(133.188)	n.m.	294.012	(144.591)	n.m.
Total do Resultado Financeiro	75.421	48.997	54%	(216.252)	n.m.	124.418	(287.230)	n.m.

5.8. Lucro Operacional, Lucro Líquido e Lucro Ajustado

O Lucro Operacional do trimestre foi de R\$ 178 milhões, 31% menor quando comparado ao trimestre anterior. No acumulado, o Lucro Operacional do trimestre foi de R\$ 438 milhões, 6% menor frente ao mesmo período do ano anterior.

O Lucro Líquido contábil foi de R\$ 238 milhões no trimestre e de R\$ 466 milhões no acumulado, um aumento de 5% em relação ao trimestre anterior e de 89% versus o 1S24.

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\$ 139 milhões no trimestre e de R\$ 275 milhões no acumulado, um aumento de 2% em comparação ao 1T25 e uma queda de 18% frente ao primeiro semestre de 2024.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Lucro Líquido	238.139	227.529	5%	136.181	75%	465.668	246.214	89%
Marcação a Mercado (MTM)	(150.078)	(138.590)	8%	135.529	n.m.	(288.668)	135.529	n.m.
Imposto Diferido sobre MTM	51.027	47.121	8%	(46.080)	n.m.	98.147	(46.080)	n.m.
Lucro Líquido Ajustado	139.088	136.060	2%	225.630	-38%	275.147	335.663	-18%

5.9. Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R\$ 323 milhões no trimestre e R\$ 827 milhões no acumulado, queda de 36% em relação ao trimestre anterior e de 24% em relação ao 1S24.

A redução em relação ao 1T25 foi devido, principalmente, ao pagamento de juros referentes à 1ª e 2ª emissões de debêntures no período, conforme os respectivos vencimentos contratuais.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 160 milhões no trimestre, uma redução de 42% vs. 1T25, devido principalmente ao aumento nas aplicações financeiras. Abaixo apresentamos os principais fatores:

- (i) adições ao imobilizado e intangível no montante de R\$ 422 milhões (R\$ 298 milhões no 1T25), principalmente em investimentos para desenvolvimento de novas reservas no montante de R\$ 287

milhões, além de R\$ 37 milhões relacionados à parcela de assinatura do contrato para aquisição de 50% da UPGN Guamaré; e

(ii) Aplicações financeiras no montante de R\$ 262 milhões no trimestre vs. R\$ 21 milhões no 1T25.

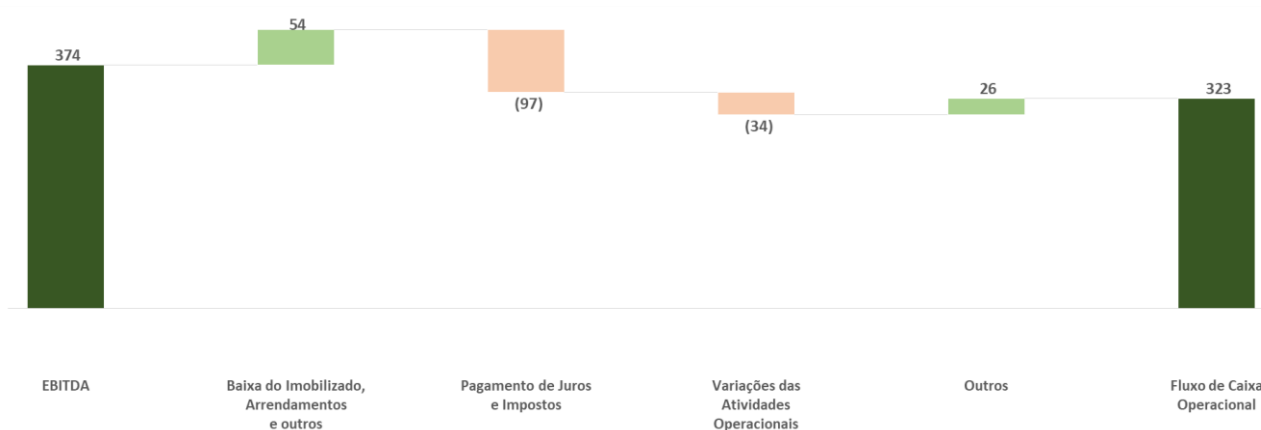
O caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 255 milhões no 2T25, principalmente devido ao pagamento de Juros sobre Capital Próprio aos acionistas em maio no valor bruto de R\$ 263,4 milhões.

O Fluxo de Caixa Livre, representado pelo Caixa gerado nas atividades operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível, foi negativo em R\$ 100 milhões no 2T25. No 1S25, o Fluxo de Caixa Livre foi positivo em R\$ 107 milhões.

Cabe destacar, que o valor referente à 3ª Emissão de Debêntures foi liquidado, no dia 04 de julho, sem efeitos no trimestre.

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	2T25	1T25	Δ%	2T24	Δ%	1S25	1S24	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	253.826	308.762	-18%	52.849	380%	562.588	181.361	210%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	73.625	87.758	-16%	147.080	-50%	161.383	203.314	-21%
Depreciação, Amortização e Depleção	195.367	164.082	19%	178.214	10%	359.449	332.076	8%
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	(153.211)	(140.801)	9%	165.261	n.m.	(294.012)	235.834	n.m.
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	54.444	46.232	18%	54.417	0%	100.676	122.980	-18%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	1.317	7.762	-83%	43.238	-97%	9.079	55.350	-84%
Variação de Ativos e Passivos	(34.475)	38.742	n.m.	35.090	n.m.	4.267	89.232	-95%
Pagamento/Recebimento de Derivativos	28.630	-	n.m.	-	n.m.	28.630	-	n.m.
Pagamento de Contratos de Hedge	-	-	n.m.	(32.400)	n.m.	-	(91.570)	n.m.
Juros Pagos	(91.940)	(667)	n.m.	(8.534)	977%	(92.607)	(45.892)	102%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(5.050)	(6.864)	-26%	(10.801)	-53%	(11.914)	(14.318)	-17%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	322.533	505.006	-36%	624.414	-48%	827.539	1.090.400	-24%
Aplicações Financeiras	262.226	21.021	n.m.	(796.242)	n.m.	283.247	(860.183)	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(422.397)	(297.789)	42%	(232.611)	82%	(720.186)	(467.274)	54%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(160.171)	(276.768)	-42%	(1.028.853)	-84%	(436.939)	(1.327.457)	-67%
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	-	-	n.m.	1.097.570	n.m.	-	1.097.570	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(13.047)	(205.160)	-94%	(146.653)	-91%	(218.207)	(209.565)	4%
Exercício de Opção de Ações	-	148	n.m.	1.006	n.m.	148	1.006	-85%
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)	(3.153)	32%	(11.261)	-63%	(7.323)	(11.261)	-35%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	(238.158)	-	n.m.	(427.357)	-44%	(238.158)	(427.357)	-44%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(255.375)	(208.165)	23%	513.305	n.m.	(463.540)	450.888	n.m.
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	(93.013)	20.073	n.m.	108.866	n.m.	(72.940)	213.831	n.m.
Fluxo de Caixa Livre	(99.864)	207.217	n.m.	391.803	n.m.	107.353	623.126	-83%

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



5.10. Investimento

Capex (R\$ Milhões)	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25
Desenvolvimento de Reservas	156	184	280	222	287
Almoxarifado para inversões fixas	(29)	(21)	(21)	10	18
Gastos Midstream	-	-	0	-	37
Demais ativos fixos e intangíveis	37	27	48	17	24
Capex Total	165	190	307	249	367

O Capex no trimestre totalizou R\$ 367 milhões, 47% maior em relação ao 1T25, explicados por:

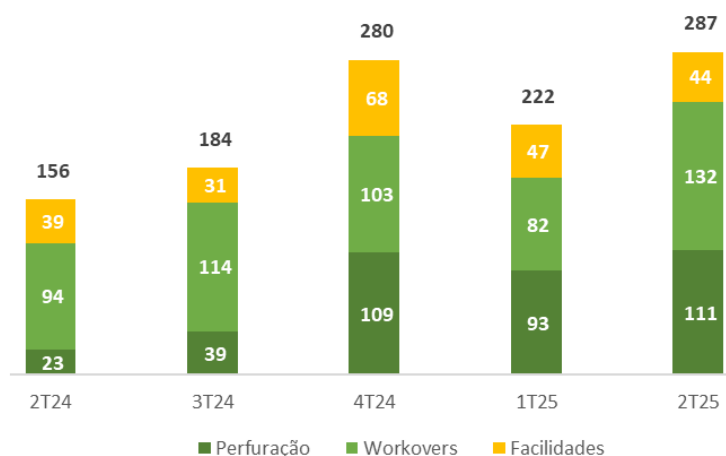
Desenvolvimento de Reservas: R\$ 287 milhões, refletindo o avanço nas atividades de perfuração e completação, bem como intensificação de *workovers*, detalhados abaixo;

Almoxarifado: R\$ 18 milhões, alinhados ao maior volume de intervenções operacionais no período;

Midstream: R\$ 37 milhões referentes à parcela da assinatura do contrato para aquisição de 50% da UPGN Guamaré;

Demais ativos fixos e intangíveis: R\$ 24 milhões, principalmente investimentos em adaptações em equipamentos da frota de sondas e unidades de serviços para melhora de eficiência.

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



O Desenvolvimento de Reservas totalizou R\$ 287 milhões no trimestre, 29% maior vs. 1T25, devido a:

Perfuração: R\$ 111 milhões no trimestre, refletindo o avanço simultâneo de diversas frentes do programa de perfuração, com destaque para os poços profundos, que apenas neste trimestre, representaram um investimento de R\$ 53 milhões. Esse valor inclui a conclusão da perfuração e o início da completação de um novo poço em Biriba, além da continuidade da completação de outros dois poços perfurados em trimestres anteriores, em Biriba e Jacuípe. Os três poços permanecem em fase de completação, etapa que envolve testes das zonas produtoras e a definição do método ideal de elevação artificial, o que contribui para maior complexidade operacional e elevação dos custos por poço. Estes novos poços são um marco para a Companhia que adentrou novos horizontes, com mais zonas com potencial produtivo identificadas, além daquelas inicialmente previstas. Até o momento, foram gastos R\$ 118 milhões na execução destes três poços profundos.

Além disto, houve custos associados a perfuração e completção do poço TIE-14, os desembolsos iniciais relacionados à perfuração do TIE-015 e a completção de quatro poços perfurados no trimestre anterior no Ativo Potiguar;

Workovers: R\$ 132 milhões no trimestre, impulsionados pelo aumento no número de *workovers* em relação ao 1T25, refletindo uma estratégia ativa de gestão de reservatórios. O período teve intervenções com perfil de projeto de maior impacto, como fraturamentos e canhoneios, que, embora mais onerosos, são essenciais para destravar valor em áreas maduras. Adicionalmente, foram realizadas conversões de quatro poços para injetores nos campos Leste de Poço Xavier e Riacho da Forquilha, no Ativo Potiguar, fundamentais para a manutenção da pressão dos reservatórios, além de maiores gastos com serviços de integridade de poços, em conformidade com exigências regulatórias e alinhados à política preventiva da Companhia;

Facilidades: R\$ 44 milhões no trimestre, 6% menor em relação ao trimestre anterior. Os investimentos relacionados a facilidades, no trimestre, foram principalmente em integridade de ativos, infraestrutura para injeção de água e melhorias operacionais.

O Capex de desenvolvimento de reservas do trimestre, excluindo os efeitos das perfurações e completções dos poços profundos, seria de R\$ 234 milhões, 22% acima do primeiro trimestre, na mesma base de comparação.

5.11. Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 30 de junho de 2025 era de R\$ 1,3 bilhão, redução de 3% em relação ao saldo de 2024. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, foi de 0,78x, o prazo médio da dívida (*duration*) de 3,73 anos e o custo de 6,74% ao ano.

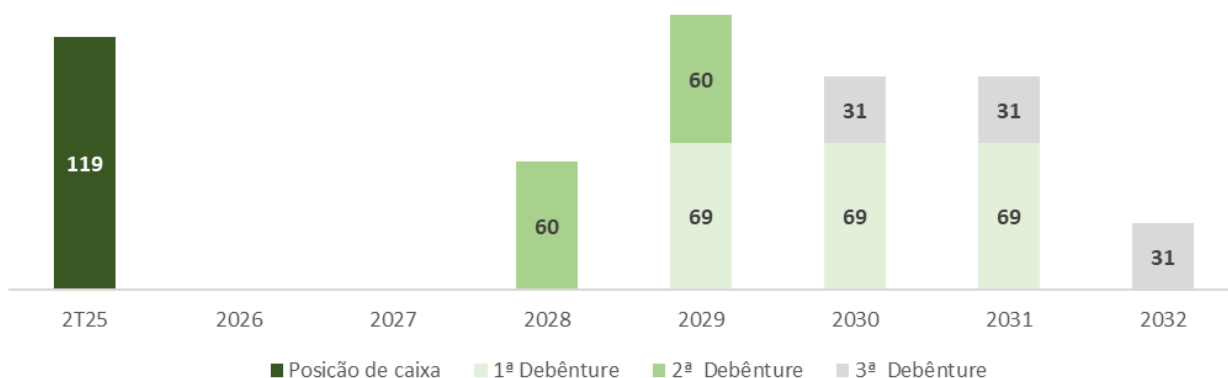
A maior parte dos recursos das aplicações financeiras estão em fundos cambiais, a fim de mitigar impactos relacionados à variação cambial, uma vez que receita e o endividamento da Companhia estão atrelados ao dólar.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	30/Jun/2025	31/Dez/2024	Δ%
Empréstimos bancários	-	-	n.m.
Debêntures	1.824.398	1.792.321	2%
Efeito dos Swaps de Dívida	108.092	368.840	-71%
Valores a pagar de aquisições	-	213.077	n.m.
Dívida bruta	1.932.490	2.374.238	-19%
Caixa e Equivalentes de caixa	222.608	295.548	-25%
Aplicações Financeiras	428.940	761.939	-44%
Posição de Caixa	651.548	1.057.487	-38%
Dívida Líquida	1.280.942	1.316.751	-3%
EBITDA últimos 12 meses	1.639.988	1.643.036	0%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	0,78 x	0,80 x	-0,02 x

Em 04 de julho, a Companhia realizou a liquidação da 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, no valor total de R\$ 500 milhões. Além disso, a Companhia contratou SWAPS (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar a Emissão. Dessa forma, a Emissão, em conjunto com os instrumentos derivativos, resultará em um custo médio dolarizado de 5,66% ao ano e *duration* desta emissão de 5,2 anos.

Atualmente, o endividamento da Companhia é composto por compromissos de longo prazo, sendo a sua próxima amortização do principal em 2028.

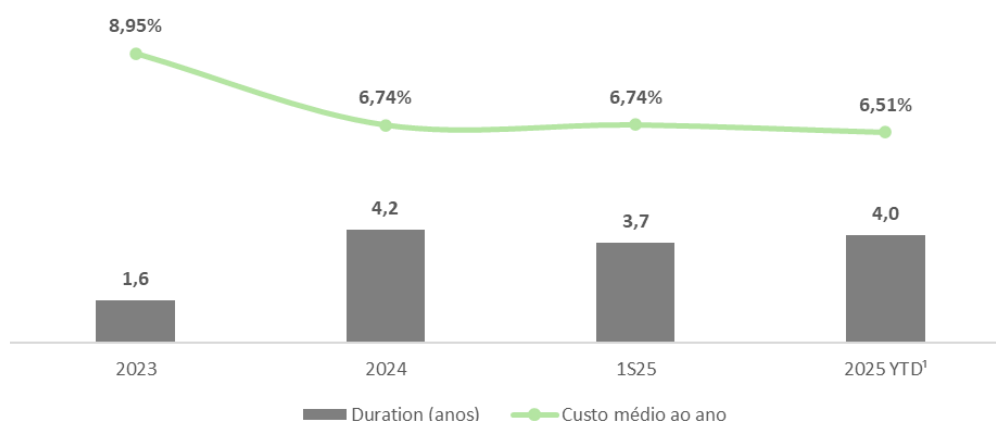
Cronograma de Pagamento da Dívida (US\$ Milhões)



Nota: A Posição de Caixa inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras, e considera câmbio em 30 de junho de 2025 no valor de R\$ 5,46.

Considerando a 3ª emissão de debêntures, o prazo médio da dívida total da Companhia (*duration*) seria atualizado para 4 anos, a um custo de 6,51% ao ano.

Custo e *duration* de dívida



¹ Considera a 3ª Emissão de Debêntures da Companhia.

6. Sustentabilidade

A PetroReconcavo reafirma seu compromisso com o desenvolvimento sustentável das regiões onde atua, por meio de uma atuação consistente em governança, transparência, valorização das pessoas e impacto social positivo. Para a Companhia, integridade, liderança e inclusão são pilares fundamentais na geração de valor compartilhado e na geração de impactos positivos nas comunidades onde atua.

Em julho, a Companhia lançou a 4ª edição de seu Relatório de Sustentabilidade, elaborado com base nas diretrizes da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e da *Global Reporting Initiative* (GRI), além de incorporar referências complementares da *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (IPIECA). A publicação destaca a redução de 32% nas emissões de gases de efeito estufa (GEE), a entrada no *Carbon Disclosure Project* (CDP) e a inclusão no índice IDIVERSA B3. Também apresenta um estudo inédito que evidencia a correlação entre a atuação da indústria de óleo e gás e a evolução de indicadores socioeconômicos em municípios da Bahia.

Na frente de governança, a maturidade institucional da Companhia e o engajamento com práticas de

integridade foram reconhecidos pela Controladoria-Geral da União (CGU), com sua participação como painelistas no evento “Pacto Brasil na Bahia”. No eixo da integridade, a PetroReconcavo elevou sua pontuação no “Guia Temático: Integridade, prevenção e combate à corrupção”, do Instituto Ethos, de 7,2 em 2024 para 8,4 em 2025.

No pilar de desenvolvimento de pessoas, foi iniciado um novo ciclo da Academia de Líderes, com mais de 100 gerentes e coordenadores participantes, promovendo o fortalecimento de competências e a troca de experiências. Em paralelo, o Programa Líder Seguro seguiu impulsionando a cultura de prevenção a riscos e excelência operacional. A Companhia também conquistou nova certificação do GPTW (*Great Place to Work*) como uma das 10 melhores empresas da categoria Indústria de Médio Porte no Rio Grande do Norte, com destaque para sua unidade em Mossoró (RN).

A Companhia também ampliou sua atuação com projetos estruturantes voltados à educação e geração de renda, beneficiando mais de 18 mil pessoas até junho, em 36 comunidades. Iniciativas como Viva Sabiá, Ciranda Viva, Tapera das Artes, Raízes da Transformação e Educar Pra Valer, já superando os resultados obtidos ao longo de 2024, evidenciando a consistência dos investimentos sociais da PetroReconcavo e seu compromisso com um legado positivo e duradouro nos territórios onde opera.

7. Performance da Ação

Em 30 de junho, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 4,2 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 14,33, desvalorização de 12% no trimestre, desempenho abaixo do Ibovespa (+5,9%) e em linha com o Brent (-12,3%). As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 219,1 milhões de ações no trimestre. A média diária foi de 3,6 milhões de ações no trimestre. O volume financeiro anual atingiu R\$ 3,2 bilhões, com volume médio diário de R\$ 51,8 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 con-forme 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).