

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Quarto Trimestre 2025 & Anual 2025

Teleconferência de Resultados do 4T25 & Anual 2025
Quinta-feira, 19 de março de 2026. 10h | horário local



Para assistir, clique aqui.



RECV3 IDVR IBOV IBRX100 SMLL IBRA IGC IGC-NM ITAG IGCT
B3 LISTED NM

Sumário

1. Destaques.....	2
2. Mensagem do Presidente	3
3. A PetroReconcavo	4
3.1. Visão Geral	4
3.2. Portfólio de Ativos.....	5
3.3. Relatório de Reservas.....	5
4. Mercado de Óleo e Gás.....	6
4.1. Visão macroeconômica do ano	6
4.2. Desempenho do setor no Brasil	7
5. Principais Eventos do Período.....	7
6. Operacional.....	8
6.1. Produção	8
6.2. Sondas e Serviços (RSO)	10
6.3. Midstream	10
7. Comercialização	11
8. Performance Financeira	13
8.1. Receita Líquida	13
8.1.1. Hedge de Petróleo.....	14
8.2. Custos e Despesas operacionais.....	15
8.2.1. Lifting Cost.....	16
8.2.2. Royalties	17
8.3. EBITDA e Lucro Operacional	17
8.4. Netback	17
8.5. Resultado Financeiro.....	18
8.6. Lucro Líquido	18
8.7. Fluxo de Caixa.....	18
8.8. Investimento	20
8.9. Endividamento	22
9. Sustentabilidade	23
10. Gente & Gestão	24
11. Performance da Ação.....	25
12. Capital Social	26
13. Dividendos	26
14. Relacionamento com os Auditores Independentes	26
15. Anexo I	27

1. Destaques

Salvador, 18 de março de 2026 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do quarto trimestre (“4T25” ou “trimestre”) e do ano de 2025 (“2025” ou “ano”). 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)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Líquida	704.170	786.385	-10%	843.376	-17%	3.157.609	3.264.554	-3%
EBITDA	295.083	349.954	-16%	402.967	-27%	1.442.656	1.643.036	-12%
Margem EBITDA	41,9%	44,5%	-2,6 p.p.	47,8%	-5,9 p.p.	45,7%	50,3%	-4,6 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	1,10 x	1,00 x	0,10 x	0,80 x	0,30 x	1,10 x	0,80 x	0,30 x
Lucro Líquido	50.747	121.937	-58%	32.444	56%	638.352	437.498	46%
Lucro Líquido Ajustado ²	61.428	69.377	-11%	181.575	-66%	405.951	680.932	-40%
Margem Líquida	7,2%	15,5%	-8,3 p.p.	3,8%	3,4 p.p.	20,2%	13,4%	6,8 p.p.
Margem Líquida Ajustada	8,7%	8,8%	-0,1 p.p.	21,5%	-12,8 p.p.	12,9%	20,9%	-8,0 p.p.
Capex ³	268.160	568.631	-53%	306.892	-13%	1.452.080	821.340	77%
Fluxo de Caixa Livre ⁴	(20.876)	(221.391)	-91%	142.870	n.m.	(134.914)	1.033.720	n.m.
Fluxo de Caixa Livre ⁴ , excl. investimentos de <i>midstream</i>	13.537	38.471	-65%	142.870	-91%	196.210	1.033.720	-81%
Produção Média Bruta (boe/dia)	24.996	26.426	-5%	26.300	-5%	26.506	26.332	1%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 14,32	\$ 15,52	-8%	\$ 14,52	-1%	\$ 14,42	\$ 13,60	6%
Preço Médio de Realização do Óleo (US\$/boe)	\$ 54,85	\$ 59,46	-8%	\$ 68,48	-20%	\$ 60,43	\$ 73,60	-18%
Preço Médio de Realização do Gás (US\$/MMBTU)	\$ 9,53	\$ 9,60	-1%	\$ 8,52	12%	\$ 9,30	\$ 9,28	0%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,40	R\$ 5,45	-1%	R\$ 5,84	-8%	R\$ 5,59	R\$ 5,39	4%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 63,73	\$ 69,13	-8%	\$ 74,73	-15%	\$ 69,10	\$ 80,76	-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 efeitos não caixa e eventos pontuais, conforme detalhado na seção de Investimentos.

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

Destaques do Período

- Produção média de 26,5 mil barris de óleo equivalente (“boe”)/dia em 2025 e de 25,0 mil boe/dia no 4T25, aumento de 1% no acumulado do ano vs. 2024 e redução de 5% vs. 3T25;
- Brent médio de US\$ 69,10/bbl no ano, redução de 14% em relação a 2024 e de US\$ 63,73/bbl no trimestre, redução de 8% vs. 3T25. Já o dólar médio foi de R\$ 5,59 no ano, aumento de 4% versus ano anterior e de R\$ 5,40 no trimestre, redução de 1% vs. 3T25;
- Receita Líquida de R\$ 3,2 bilhões no ano e R\$ 704 milhões no trimestre, redução de 3% vs. 2024 e de 10% vs. 3T25;
- EBITDA de R\$ 1,4 bilhão no ano e de R\$ 295 milhões no trimestre, redução de 12% e de 16%, no ano e vs. 3T25, respectivamente;
- Lucro Líquido de R\$ 638 milhões no ano e de R\$ 51 milhões no trimestre, aumento de 46% vs. 2024 e redução de 58% vs. 3T25;
- Capex, excluindo os investimentos em *midstream*, de R\$ 1,1 bilhão no ano e R\$ 234 milhões no trimestre, aumento de 36% vs. 2024 e redução de 24% vs. 3T25;
- Em dezembro, a Companhia realizou sua 4ª Emissão de Debêntures no valor de R\$ 750 milhões, com *duration* de 7,25 anos e custo total dolarizado de 4,9% ao ano;
- A Dívida Líquida em 31 de dezembro de 2025 era de R\$ 1,6 bilhão, representando uma alavancagem de 1,10x Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses;
- Em dezembro, a Companhia declarou R\$ 300 milhões em dividendos, a serem pagos em três parcelas anuais de R\$ 100 milhões¹. Considerando os R\$ 263,4 milhões de Juros sobre Capital Próprio (JCP) pagos em maio de 2025, o *dividend yield* total é de aproximadamente de 15%² nos últimos 12 meses.

¹ A primeira a ser paga em dezembro de 2026, a segunda em dezembro de 2027 e a terceira em dezembro de 2028.

² *Dividend yield* do JCP calculado com base na cotação da data-com de 15/05/2025, somado ao *dividend yield* das três parcelas dos dividendos declarados em 18/12/2025, calculado com base na cotação da data-com de 08/01/2026.

2. Mensagem do Presidente

Encerramos 2025 fortalecendo a maturidade operacional da PetroReconcavo. Guiados por nossos pilares estratégicos — robustez na gestão de subsuperfície, confiabilidade e resiliência de produção e excelência na execução de intervenções e perfuração de novos poços — atuamos com consistência, sempre orientados pela criação de valor e visão de longo prazo.

O período foi marcado por aprofundamento técnico e tomada de risco calculada, com a conclusão da perfuração dos primeiros poços profundos na Bahia, confirmando a presença de hidrocarbonetos e pressão original em diversas zonas. Concluímos também a perfuração do nosso primeiro poço horizontal no Rio Grande do Norte, validando premissas de engenharia, além de ampliar de forma significativa o entendimento de subsuperfície. Mesmo diante de desafios na produção por conta da baixa permeabilidade dos reservatórios profundos encontrados, evoluímos tecnicamente e seguimos amadurecendo as alternativas de tecnologia e redução de custo para atingirmos a economicidade destas soluções, que serão implementadas em ciclos futuros de investimentos, destravando novas alavancas de valor e de crescimento de reservas da Companhia.

Paralelamente aos avanços técnicos, fortalecemos nossa resiliência operacional por meio de iniciativas estruturantes que elevaram a flexibilidade, a eficiência e a segurança das operações. Destaca-se a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* da Brava Energia no Rio Grande do Norte (“UPGN Guamaré”), que já contribui para maior confiabilidade do processamento de gás natural e otimização de custos. Também inauguramos, em parceria com a GNLink, a primeira unidade de liquefação e compressão de gás natural do Rio Grande do Norte, ampliando alternativas comerciais e logísticas do nosso gás. Além disso, firmamos contrato de longo prazo com o Grupo Dislub Equador para armazenagem e movimentação de petróleo no Porto do Pecém, no Ceará, criando uma rota logística que dará maior flexibilidade e eficiência na comercialização do nosso petróleo. Essas iniciativas consolidam uma PetroReconcavo mais integrada, com maior controle sobre sua cadeia de valor e mais preparada para operar com maior previsibilidade em diferentes cenários de mercado.

Mesmo em um ano marcado por elevada volatilidade global e um Brent médio 14% inferior ao do ano anterior, entregamos resultados sólidos. Registramos produção média de 26,5 mil barris de óleo equivalente por dia, Receita Líquida de R\$ 3,2 bilhões, EBITDA de R\$ 1,4 bilhão e Lucro Líquido de R\$ 638 milhões. Fortalecemos também nossos processos de alocação de capital e distribuímos R\$ 263,4 milhões em Juros sobre Capital Próprio e, em dezembro, anunciamos ainda R\$ 300 milhões em dividendos a serem pagos entre 2026 e 2028, reforçando a consistência de nossa estratégia de retorno aos nossos acionistas.

No aspecto financeiro, mantivemos elevada eficiência na gestão de capital, com o alongamento do perfil da dívida por meio da 4ª emissão de debêntures no 4T25, no valor de R\$ 750 milhões, que resultou em um custo médio dolarizado de 4,9% ao ano — entre os mais competitivos do mercado. Ao final de 2025, a Dívida Líquida somava R\$ 1,6 bilhão, com alavancagem confortável de 1,10x Dívida Líquida/EBITDA, refletindo a solidez do nosso balanço. Adicionalmente, diante da perspectiva de queda na curva futura do Brent, ampliamos nossa estratégia de hedge de petróleo, reforçando a previsibilidade de receitas e a estabilidade do fluxo de caixa.

Em 2025, avançamos de forma consistente na agenda de sustentabilidade, ampliando o impacto social em educação e geração de renda, ganhos de eficiência e maturidade na agenda ambiental, e o fortalecimento das práticas de governança. Já no início de 2026, alcançamos um reconhecimento relevante da nossa cultura organizacional, com a inclusão da PetroReconcavo na carteira do Índice *Great Place to Work* (IGPTW) da B3, reforçando o compromisso com um ambiente seguro, inclusivo e orientado ao desenvolvimento das pessoas.

Em 2026, nossos investimentos serão mais seletivos, com ênfase em *workovers*, perfurações convencionais de menor complexidade, e expansão dos projetos de recuperação secundária como o *waterflooding*, priorizando aumento de produtividade e de fator de recuperação de nossos reservatórios. Estamos convictos de que o aprofundamento técnico realizado em 2025, aliado à nossa resiliência operacional e ao fortalecimento da gestão de subsuperfície, sustentará um ciclo de investimentos mais eficiente e retornos crescentes ao longo do tempo.

Agradeço aos nossos colaboradores pelo empenho diário e aos nossos acionistas pela confiança contínua. Seguiremos firmes, técnicos e disciplinados, impulsionando uma Companhia cada vez mais sólida, eficiente e preparada para transformar as oportunidades em geração de valor.

José Firmo



3. A PetroReconcavo

3.1. Visão Geral

Com 26 anos de história, a PetroReconcavo destaca-se como pioneira no Brasil na operação, desenvolvimento e revitalização de campos maduros de petróleo e gás em bacias terrestres. Ao longo de sua trajetória, a Companhia consolidou um modelo de negócios orientado por eficiência operacional e disciplina financeira.

A estratégia operacional da PetroReconcavo combina a aplicação de técnicas consolidadas, como a recuperação secundária por injeção de água, com a verticalização de serviços e a gestão integrada das operações, visando maximizar a produtividade dos ativos e assegurar a sustentabilidade operacional.

Com forte compromisso com o desenvolvimento social e institucional dos territórios em que atua, a PetroReconcavo mantém relacionamento contínuo e construtivo com comunidades locais, órgãos reguladores, fornecedores e demais partes interessadas. Essa atuação é sustentada por uma equipe técnica qualificada e por acionistas fundadores com ampla experiência no setor de petróleo e gás natural, contribuindo para a solidez da governança e da execução estratégica da Companhia.

O portfólio da PetroReconcavo é composto por concessões de petróleo e gás natural localizadas nos estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe, organizadas em dois ativos operacionais: Ativo Potiguar, que contempla o Polo Riacho da Forquilha, e Ativo Bahia, que compreende os Polos Remanso, Miranga e Tieta.

No Ativo Bahia, atualmente composto por 25 concessões de petróleo e gás e três blocos exploratórios, as operações tiveram início em 2000, com a celebração de contrato de produção com cláusula de risco junto à Petrobras no Polo Remanso. Posteriormente, a Companhia expandiu sua atuação na região com a aquisição de concessões adicionais do Polo BTREC, que atualmente encontra-se com quatro concessões.

No Ativo Potiguar, a PetroReconcavo iniciou suas operações em dezembro de 2019, a partir da aquisição dos campos do Polo Riacho da Forquilha, no contexto do programa de desinvestimento de ativos terrestres da Petrobras. Atualmente, o ativo é composto por 32 concessões de petróleo e gás e três blocos exploratórios, estrategicamente localizados na Bacia Potiguar, a aproximadamente 50 km ao sul de Mossoró.

Ainda no âmbito do programa de desinvestimentos da Petrobras, em dezembro de 2021, a Companhia adquiriu 100% da participação do Polo Miranga, hoje composto por oito concessões, e 100% da participação do Polo Remanso, hoje composto por 11 concessões, este último já operado pela Companhia desde 2000.

Em fevereiro de 2023, a Companhia adquiriu a Maha Energy Brasil Ltda., atualmente denominada SPE Tieta Ltda, com os campos de Tartaruga, com 75% de participação, localizado na Bacia de Sergipe, com o campo de Tiê, e três blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo, com 100% de participação.

Em 2024, a PetroReconcavo avançou em sua estratégia de integração e resiliência operacional entrando no segmento de *midstream* através da construção da Unidade de Tratamento de Gás ("UTG") São Roque, localizada no Estado da Bahia, destinada ao processamento de gás natural na Bahia. A planta tem capacidade de processar 400 mil metros cúbicos de gás por dia.

Em 2025, a Companhia adquiriu 50% dos ativos de *midstream* de gás natural pertencentes à Brava Energia, localizados no Estado do Rio Grande do Norte ("UPGN Guamaré"). A UPGN Guamaré compreende duas Unidades de Processamento de Gás Natural cada uma com capacidade de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia (MMm³/dia), sendo uma em operação e uma hibernada.

Além disso, no ano, foi firmado contrato de longo prazo com o Grupo Dislub Equador para armazenagem e movimentação de petróleo no Porto do Pecém. O projeto prevê a implantação de tancagem dedicada, com capacidade de 40 mil m³/mês até agosto de 2028, ampliando a flexibilidade logística, a previsibilidade de resultados e reduzindo descontos no escoamento do petróleo produzido no Ativo Potiguar.

Com um modelo de negócios sólido e em constante evolução, a PetroReconcavo mantém o foco na qualificação de seu portfólio e na execução disciplinada de sua estratégia, posicionando-se como uma das principais operadoras independentes de campos maduros *onshore* no Brasil, com compromisso com a geração de valor de longo prazo e a condução responsável de suas operações.

3.2. Portfólio de Ativos

Atualmente, o portfólio da Companhia é composto pelos Ativos Bahia e Potiguar, localizados em três diferentes bacias sedimentares terrestres (bacia do Recôncavo, Potiguar e Sergipe). O Ativo Potiguar é composto por 32 concessões, sendo nove delas operadas por parceiro, e três Blocos Exploratórios. Já o Ativo Bahia é composto por 25 concessões, operadas pela Companhia, e três Blocos Exploratórios.

Adicionalmente, a Companhia detém a UTG São Roque, na Bahia, e 50% de participação em ativos de *midstream* de gás natural no Estado do Rio Grande do Norte, incluindo a UPGN Guamaré.

3.3. Relatório de Reservas

A Companhia divulgou a certificação de reservas, com data base de 31 de dezembro de 2025, elaborado pela certificadora independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI.

As reservas brutas de participação Provasdas + Prováveis (2P) da Companhia certificadas pela NSAI no Relatório de Reservas com data base de 31 de dezembro de 2025, totalizam 182,2 milhões de barris de óleo equivalente e um valor presente líquido, antes dos impostos, (PV10) de US\$ 2,4 bilhões. Esta certificação inclui as reservas dos campos que compõem os Ativos Potiguar e Bahia.

Com um PV10 no valor de US\$ 1,9 bilhão, as reservas brutas de participação Provasdas (1P) correspondem a 79% das Reservas 2P e 61,4 milhões de barris são classificados como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

Reservas de Participação da Companhia em 31/12/2025

Reservas	Petróleo (MMBBL)	Gás (BCF ¹)	Barris Equivalentes (MMBOE ²)
Ativo Bahia	41,5	257,2	87,3
Ativo Potiguar	38,6	97,9	56,1
Provasdas (1P)	80,1	355,1	143,3
Ativo Bahia	50,5	324,9	108,4
Ativo Potiguar	51,9	122,7	73,8
Provasdas + Prováveis (2P)	102,5	447,6	182,2

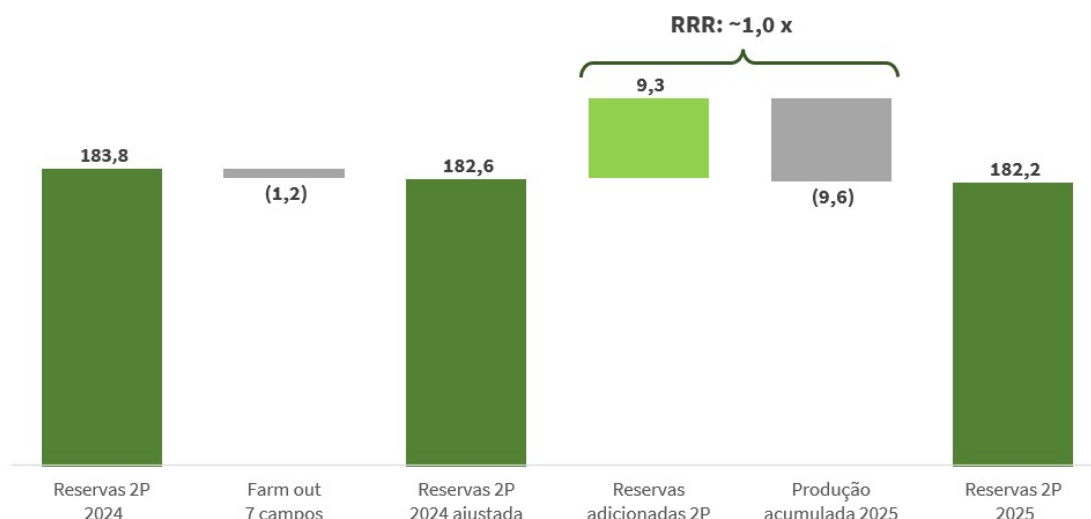
1. Bilhões de pés cúbicos

2. Milhões de barris equivalentes de óleo

Fator de conversão de BFC para MMBOE: 5,615

A taxa de reposição de reservas (“RRR”) 2P (provadas + prováveis) na certificação de reservas de 2025 foi de aproximadamente 1,0x, conforme gráfico abaixo:

Reposição de Reservas 2P (RRR)



4. Mercado de Óleo e Gás

4.1. Visão macroeconômica do ano

O aumento das tensões comerciais e o ambiente de incerteza geopolítica continuaram exercendo pressão sobre a economia global, refletindo-se na demanda por petróleo ao longo de 2025. A desaceleração sincronizada das principais economias, especialmente na Europa e na China, reduziu o ritmo de expansão do consumo global de energia, enquanto os Estados Unidos apresentaram crescimento de 2,8%, abaixo da média histórica recente de 3% ao ano.

Do lado da oferta, a decisão da OPEP+ de acelerar a retirada das restrições voluntárias à produção, que vigoravam há vários anos como mecanismo de sustentação de preços, aumentou a disponibilidade de barris no mercado internacional. Paralelamente, a produção norte-americana manteve-se resiliente, com destaque para o *shale oil*, contribuindo para um ambiente de maior oferta estrutural. Além disso, houve crescimento significativo na produção de petróleo no Brasil, Guiana e Canadá. Esse conjunto de fatores levou a cotação internacional do petróleo a atingir, em abril e início de maio, o menor nível em quatro anos.

Em meados de junho, os preços voltaram a subir em decorrência da escalada do conflito entre Israel e Irã, reacendendo preocupações quanto à estabilidade da oferta no Oriente Médio e ao risco de interrupções logísticas em rotas estratégicas. Ainda assim, o movimento de alta foi parcialmente limitado pelas revisões para baixo das projeções de crescimento global. Os principais organismos internacionais reduziram suas estimativas para o crescimento do PIB mundial em 2025 em aproximadamente 0,5 p.p., para cerca de 2,8%, indicando um ritmo inferior à tendência histórica de aproximadamente 3% ao ano ao longo da década.

Dessa forma, o mercado global de petróleo enfrentou um ano marcado por elevada volatilidade, alternando períodos de pressão baixista associados ao aumento de oferta e à desaceleração econômica, com momentos de prêmio geopolítico no preço. Ao longo de 2025, o Brent atingiu mínima anual de aproximadamente US\$ 58 por barril, registrada em abril, refletindo o ambiente de maior oferta e revisões negativas para o crescimento global. Impulsionado pelas tensões no Oriente Médio, o preço alcançou máxima anual próxima de US\$ 74 por barril, em junho, incorporando prêmio de risco geopolítico.

Em relação ao mercado de gás natural no cenário internacional, o aumento da oferta de GNL tem influenciado o mercado, em especial a partir dos Estados Unidos, que vem contrabalanceando a redução dos fluxos provenientes da Rússia nos últimos anos. A expansão da capacidade americana de liquefação ampliou a disponibilidade global de gás e reforçou a integração entre os mercados regionais. Apesar desse reequilíbrio pelo lado da oferta, o gás natural permanece altamente demandado por economias europeias e do Oriente, tanto como fonte de segurança energética quanto como combustível de transição. Nesse contexto, o GNL consolida-se como o principal mecanismo de ajuste do mercado global, conectando oferta excedente e centros de consumo e sustentando os fundamentos de preço observados internacionalmente.

No mercado cambial, a cotação do dólar norte-americano frente ao Real brasileiro apresentou elevada volatilidade ao longo do ano. Embora tenha ocorrido apreciação do Real na maior parte do período, impulsionada por diferencial de juros favorável e ingresso de capital estrangeiro, o ambiente externo adverso e episódios de aversão ao risco global geraram oscilações relevantes. O dólar passou de R\$ 6,19 ao final de 2024 para R\$ 5,50 ao final de 2025, representando apreciação de 11% do Real no período. Ainda assim, o valor médio do dólar em 2025 foi de R\$ 5,59, 4% acima da média observada em 2024.

No âmbito doméstico, a política monetária brasileira desempenhou papel central na dinâmica cambial e no fluxo de capitais. Ao longo de 2025, o Banco Central do Brasil manteve postura monetária restritiva, com a taxa Selic em patamar elevado por período prolongado, buscando consolidar a convergência da inflação para a meta e ancorar expectativas. O diferencial de juros em relação às economias desenvolvidas permaneceu expressivo, favorecendo operações de trade financeiro e estimulando a entrada de recursos estrangeiros tanto para renda fixa quanto para renda variável.

O fluxo de capital estrangeiro apresentou comportamento heterogêneo ao longo do ano. Houve ingresso líquido relevante em títulos públicos e instrumentos de renda fixa, atraídos pelo elevado retorno real, enquanto o fluxo para a bolsa foi mais sensível ao cenário externo e às revisões nas perspectivas de crescimento global. Nos

momentos de maior estresse geopolítico e fortalecimento do dólar globalmente, observou-se saída pontual de recursos de mercados emergentes, incluindo o Brasil, ampliando a volatilidade cambial.

4.2. Desempenho do setor no Brasil

Em 2025, a produção média anual de petróleo e gás natural no Brasil alcançou 4,9 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/dia), superando a marca de 4,3 milhões de boe/dia registrada em 2023 e estabelecendo novo recorde histórico. No ano, a produção acumulada totalizou 1,8 bilhão de barris de óleo equivalente, representando aumento de 13% em relação a 2024.

Em relação ao petróleo, a produção média anual foi de 3,8 milhões de barris por dia, enquanto a produção acumulada somou 1,4 bilhão de barris, correspondendo a um crescimento de 12% frente ao ano anterior. Já a produção de gás natural atingiu média anual de 179 milhões de metros cúbicos por dia, com volume acumulado de 65,4 bilhões de metros cúbicos, o que representa aumento de 17% na comparação anual.

O pré-sal manteve sua relevância na matriz produtiva nacional, respondendo por cerca de 80% do total produzido em óleo equivalente em 2025. Em termos de evolução, a produção nesse ambiente foi 15% superior à de 2024 e aproximadamente quatro vezes maior do que a registrada em 2015, mantendo-se como o principal componente da produção nacional. O pós-sal representou 15% da produção total em 2025, com produção 7% superior à de 2024.

A produção terrestre correspondeu a cerca de 5% da produção nacional em óleo equivalente em 2025, com crescimento de 5% frente a 2024. Nesse segmento, a PetroReconcavo respondeu por aproximadamente 0,36% da produção nacional de petróleo, participação equivalente a cerca de 3,5% da produção atribuída a operadoras distintas da Petrobras, conforme os dados consolidados divulgados pela Agência Nacional do Petróleo (“ANP”).

Com relação ao panorama de gás natural no Brasil, observa-se um aumento gradual da oferta doméstica de gás natural, associado ao avanço da produção nacional. Esse crescimento, no entanto, tem em grande medida compensado a redução da oferta de gás importado da Bolívia e o declínio natural de alguns campos produtores maduros, limitando uma expansão estrutural mais significativa do excedente interno. Dentro dessa relação entre oferta e demanda, o GNL segue exercendo papel central como instrumento de equilíbrio do sistema, sobretudo em momentos de maior consumo, incluindo a geração termelétrica. Os custos de liquefação e logística do GNL acabam por sustentar os fundamentos históricos de preço do gás no país, funcionando como referência econômica marginal para o atendimento da demanda adicional.

Nesse contexto, a demanda por petróleo e gás natural no Brasil manteve-se sólida ao longo do exercício, apoiada pelo desempenho da atividade econômica, pela expansão da infraestrutura energética e pela evolução do ambiente regulatório do setor.

5. Principais Eventos do Período

- Em 3 de outubro de 2025, 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 de 2025, 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% serão pagos 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;
- Em 26 de novembro de 2025, em parceria com a GNLink, foi inaugurada a primeira unidade de liquefação e compressão de gás natural no Estado do Rio Grande do Norte, com capacidade de 100 mil m³/dia. Estruturado sob contrato de 10 anos, o projeto amplia a flexibilidade logística e o escoamento da

produção, viabilizando o fornecimento por modal rodoviário a municípios e clientes livres em distâncias superiores a 1.000 km, fortalecendo a diversificação de mercados;

- Em 3 de dezembro de 2025, a Companhia comunicou alterações na estrutura e atribuições de sua Diretoria Estatutária, aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada no dia anterior. As mudanças têm como objetivo fortalecer o foco estratégico da organização. A partir de 1º de janeiro de 2026, o Sr. João Vitor Silva Moreira passou a ocupar o cargo de Vice-Presidente de Operações, tornando-se responsável principalmente pela gestão segura e eficiente da produção. Ele sucede o Sr. Troy Patrick Finney, que assumiu a Vice-Presidência de Desenvolvimento de Portfólio, área dedicada à estratégia e gestão de subsuperfície. Adicionalmente, Sr. Rafael Procaci da Cunha, Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, passou a acumular também as responsabilidades de M&A e de Planejamento e Alocação de Capital. Adicionalmente, em 28 de janeiro de 2026, a Companhia comunicou a renúncia do Sr. Felipe Wigg de Araujo e a eleição do Sr. Raphael Pereira Scudino Borges para o cargo não estatutário de Vice-Presidente de Pessoas e Suporte Operacional a partir de 1º de março;
- Em 18 de dezembro de 2025, a Companhia anunciou a distribuição de dividendos no montante total de R\$ 300 milhões, com “*data ex*” em 8 de janeiro de 2026, divididos em três parcelas de pagamento de R\$ 100 milhões cada, sendo a primeira em dezembro de 2026, a segunda em dezembro de 2027 e a terceira em dezembro de 2028;
- Em 29 de dezembro de 2025, ocorreu a liquidação da 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R\$ 750 milhões, sendo (i) R\$ 525 milhões correspondentes à 1ª série, que tem prazo de vencimento de sete anos; e (ii) R\$ 225 milhões correspondentes à 2ª série, que tem prazo de vencimento de dez anos, com vencimento em 15 de dezembro de 2035. Considerando os instrumentos derivativos (“*swaps*”) contratados para a 1ª série e para a 2ª série, a emissão passará a ter um custo médio dolarizado de 4,9% ao ano e *duration* de 7,25 anos;
- Em 6 de janeiro de 2026, a Companhia passou a integrar o índice *Great Place to Work* (IGPTW) da B3 S.A. O IGPTW mede o desempenho das ações e *units* de empresas listadas na B3 certificadas pela *Great Place to Work* (GPTW), selecionadas de acordo com critérios objetivos estabelecidos na metodologia da B3. Com essa inclusão, as ações da PetroReconcavo passam a compor as carteiras de dezesseis índices da B3, abrangendo índices amplos, setoriais, de sustentabilidade e de governança.
- Em 2 de março de 2026, a Companhia comunicou ao mercado as renúncias do Sr. Eduardo de Britto Pereira Azevedo aos cargos de Presidente e membro do Conselho de Administração e de membro do Comitê de Pessoas e ESG, bem como do Sr. Rafael Machado Neves ao cargo de membro suplente do Conselho de Administração, ambas com efeitos imediatos. Na mesma data, o Conselho de Administração aprovou a nomeação do Sr. Tiago de Almeida Noel como membro efetivo e Presidente do Conselho de Administração, além de membro do Comitê de Pessoas e ESG, com mandato até a próxima Assembleia Geral Ordinária.

6. Operacional

6.1. Produção

Entre o fim de 2024 e 2025, a Companhia avançou na execução da perfuração de poços profundos e de um poço horizontal.

Os resultados obtidos com os três poços profundos confirmaram a presença de hidrocarbonetos e revelaram novas zonas com potencial produtivo; entretanto, a baixa permeabilidade dessas formações requer o desenvolvimento e a aplicação de novas técnicas de completação para viabilização econômica.

A primeira perfuração horizontal no Rio Grande do Norte foi realizada com sucesso operacional e representou um avanço tecnológico. Contudo, o desempenho produtivo ficou abaixo do esperado. A Companhia seguirá

focada na avaliação técnica e econômica dessas tecnologias, com o objetivo de apoiar o desenvolvimento futuro de suas reservas e buscar ganhos relevantes de produtividade para o *onshore* brasileiro.

A produção média registrada em 2025 foi de 26,5 mil boe/dia, representando aumento de 1% em relação a 2024. A produção foi composta por 58% de óleo e 42% de gás natural. No trimestre, a produção média foi de 25,0 mil boe/dia, redução de 5% em relação ao trimestre anterior.

Produção (boe/dia)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Óleo	7.981	8.324	-4%	8.506	-6%	8.445	8.860	-5%
Gás	4.415	4.606	-4%	4.822	-8%	4.649	4.813	-3%
Ativo Potiguar	12.396	12.930	-4%	13.328	-7%	13.093	13.674	-4%
Óleo	6.412	7.267	-12%	7.040	-9%	7.209	6.461	12%
Gás	6.188	6.230	-1%	5.933	4%	6.204	6.197	0%
Ativo Bahia	12.600	13.496	-7%	12.973	-3%	13.413	12.658	6%
Óleo	14.393	15.591	-8%	15.545	-7%	15.654	15.321	2%
Gás	10.603	10.836	-2%	10.755	-1%	10.853	11.011	-1%
Total	24.996	26.426	-5%	26.300	-5%	26.506	26.332	1%

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

Ativo Bahia

Em 2025, o Ativo registrou produção média de 13,4 mil boe/dia, crescimento de 6% em relação a 2024. O desempenho foi impulsionado principalmente pelo campo de Tiê, cuja execução do plano de desenvolvimento iniciado no segundo semestre de 2024 atingiu pico produtivo entre abril e maio de 2025, após o qual observou-se aceleração da depleção do reservatório, reforçando a estratégia de intensificação da injeção de água a partir do final de setembro, com volumes superiores à produção, marcando o início do processo de repressurização do campo.

No 4T25, a produção média do Ativo totalizou 12,6 mil boe/dia, representando queda de 7% em relação ao trimestre anterior, em função, principalmente, de eventos operacionais no campo de Tiê, incluindo paradas não programadas em poços de alta vazão. Adicionalmente, a produção foi impactada por uma parada não programada em Remanso e pela desconexão temporária do sistema interligado brasileiro, afetando pontualmente os volumes produzidos.

Ativo Potiguar

Em 2025, o Ativo registrou produção média de 13,1 mil boe/dia, redução de 4% em relação ao ano anterior. A produção anual foi impactada pela ausência de novas completações no segundo semestre e pelo menor desempenho da safra de *workovers* no 3T25, além da redução no ritmo de execução de *workovers* no 4T25. A Companhia, em seu processo contínuo de avaliação estratégica, tem trabalhado em iniciativas voltadas ao reforço da injeção de água em reservatórios estratégicos, com foco na redução do declínio natural da produção e maior sustentação dos níveis produtivos ao longo do tempo.

No trimestre, a produção do Ativo foi de 12,4 mil boe/dia, representando retração de 4% em comparação ao 3T25. O desempenho decorreu, principalmente, da realização de paradas programadas para manutenção em Riacho da Forquilha, Sabiá e Livramento, somada a falhas pontuais em poços de alta vazão e impactos temporários de falhas elétricas. Adicionalmente, a conclusão, em 10 de outubro, do *farm-out* de 50% de sete concessões do ativo resultou em redução de 118 boe/dia na produção atribuível à Companhia no trimestre. Esses impactos foram parcialmente mitigados pelos trabalhos de *workover* executados ao longo do período.

6.2. Sondas e Serviços (RSO)

A Companhia dispõe de uma frota de sondas ampla e diversificada, garantindo o suporte ao desenvolvimento de suas reservas e mitigando riscos relacionados às oscilações de preço e escassez do mercado *onshore*. A Companhia encerrou o ano de 2024 com 15 sondas de *workover*, atingindo ao longo de 2025 um pico de 18 sondas operando simultaneamente. No entanto, devido à deterioração da curva de preço do petróleo, houve uma readequação da frota, levando a Companhia a encerrar 2025 com 14 sondas de *workover* em operação, sendo 13 próprias e uma terceirizada. Com isso, foram realizados 232 projetos de *workovers* ao longo do ano, sendo 155 no Ativo Potiguar e 77 no Ativo Bahia.

Além disso, a Companhia possui três sondas próprias de perfuração. Ao longo do ano foram perfurados 15 novos poços, seis poços convencionais, um horizontal e um injetor no Ativo Potiguar; e sete poços no Ativo Bahia, sendo três poços produtores convencionais, dois poços profundos e dois injetores em Tiê. Vale ressaltar, ainda, que outros quatro poços, perfurados em 2024, foram completados no ano.

A PR-14, que já havia concluído a perfuração do primeiro poço profundo no final de 2024, realizou a perfuração dos outros dois poços profundos (Jacuípe-44 e Biriba-019) nos primeiros meses do ano. A partir de maio, a sonda foi disponibilizada para prestação de serviços externos para parceiros, e segue operando desta forma atualmente, possuindo contratos em vigor até o final do primeiro semestre de 2026.

A PR-21 executou a campanha de perfurações do Ativo Potiguar, totalizando oito poços no ano.

A PR-04 perfurou cinco poços no Ativo Bahia, sendo três poços convencionais e dois poços injetores em Tiê durante o ano. Ao final de 2025, considerando o cenário de preço do petróleo mais baixo para 2026, a sonda foi colocada em hibernação (*cold stack*).

Por fim, vale ressaltar que a verticalização das atividades de Sondas e Serviços pela Companhia continuou a demonstrar forte geração de valor operacional e financeiro ao longo do período. A internalização dessas operações proporcionou uma economia estimada de R\$ 262 milhões, 3% superior à observada no ano anterior, refletindo menores custos e maior eficiência operacional das unidades próprias da Companhia.

6.3. Midstream

Ao final de setembro, a Companhia concluiu a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* da Brava Energia no Rio Grande do Norte. Os ativos em questão compreendem duas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), cada uma com capacidade de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia (MMm³/dia), sendo uma em operação (UPGN III) e uma hibernada (UPGN II), equipamentos auxiliares à operação, incluindo sistemas de recebimento, compressão e armazenamento de derivados líquidos, bem como, um gasoduto que interliga a produção de gás natural da PetroReconcavo e de outros campos operados pela Brava às referidas UPGNs. No dia seguinte à conclusão da aquisição, a operação passou a ser regida por um *Joint Operating Agreement*, com a Brava como operadora e governança compartilhada por meio de um Comitê Operacional, reforçando a estratégia de resiliência e eficiência operacional, com maior segurança no escoamento e processamento do gás natural.

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

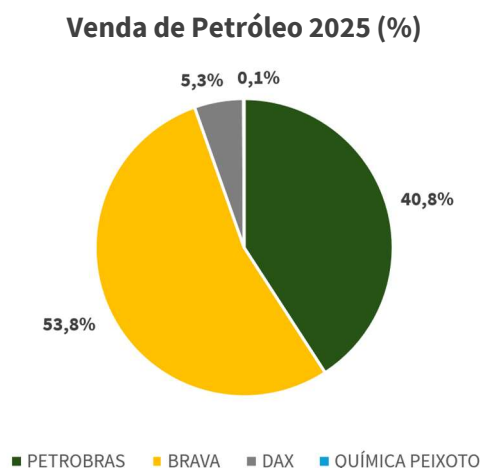
Adicionalmente, em julho, após autorização da ANP, entrou em operação o novo gasoduto de Tiê ao sistema de gasodutos de Miranga, viabilizando o escoamento da produção do campo até a UTG Catu. A iniciativa permitiu a comercialização do gás na malha com margem incremental de aproximadamente US\$ 5,00 por milhão de BTUs, já descontados os custos de processamento na UTG Catu.

7. Comercialização

Petróleo

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

O preço médio de venda de petróleo em 2025 foi de US\$ 60,43 por barril representando 87% do valor de referência do Brent. Em relação ao trimestre, o preço de realização foi de US\$ 54,85, por barril, equivalente a 86% do valor de referência no período.



A Companhia registrou desconto médio em relação ao Brent de US\$ 3,66 para o Ativo Bahia e de US\$ 12,87 para o Ativo Potiguar no ano. No trimestre, o desconto médio em relação ao Brent foi de US\$ 6,07 no Ativo Bahia e de US\$ 10,89 no Ativo Potiguar.

Preço Médio Realização Petróleo		4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Líquida excluindo efeito do hedge	(R\$ Mil)	390.352	471.512	-17%	567.669	-31%	1.918.441	2.215.816	-13%
Volume Entregue	Mbbl	1.319	1.421	-7%	1.419	-7%	5.684	5.586	2%
Volume entregue incluindo estoque	Mbbl	1.319	1.455	-9%	1.419	-7%	5.684	5.586	2%
Preço Médio Realização	(R\$/bbl)	295,96	323,98	-9%	400,10	-26%	337,54	396,68	-15%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	54,85	59,46	-8%	68,48	-20%	60,43	73,60	-18%

Em fevereiro, a Companhia assinou aditivos aos contratos de venda de petróleo com a Brava Energia, adotando novos critérios de precificação para os modais rodoviário e dutoviário, combinando descontos fixos e componentes variáveis ligados a spreads de Querosene de Aviação (QAV) e Diesel MGO. Os aditivos incluem compromissos mínimos de entrega de volume pela Companhia, bem como investimentos em infraestrutura de tancagem pela Brava, que resultaram em maior equilíbrio de riscos, flexibilidade operacional e potencial de ganhos. O contrato tem vigência até fevereiro de 2027. Ressalta-se que a produção correspondente aos sete campos cuja operação e 50% da participação foram transferidos à Mandacaru Energia S.A. passaram a ter o petróleo comercializado via rodoviária, em substituição à logística dutoviária, preservando os termos contratuais acordados com a Brava.

Em agosto, foi assinado um contrato de longo prazo (13 anos) com o Grupo Dislub Equador para armazenagem e movimentação de petróleo no Porto do Pecém. O acordo encontra-se em fase de implantação e vem avançando conforme cronograma estabelecido, prevendo a instalação tancagem dedicada à produção da Companhia, com capacidade de 40 mil m³/mês, fortalecendo a estratégia de diversificação logística da Companhia, ampliando a flexibilidade no escoamento, a previsibilidade de resultados e criando alternativa para reduzir descontos logísticos atuais.

No mês de setembro, a Companhia assinou a atualização do contrato de venda de petróleo bruto para a Petrobras, referente à produção do campo de Remanso. Este contrato refletiu uma atualização da precificação em substituição aos contratos legados do processo de desinvestimento, gerando um impacto negativo no preço médio de comercialização do petróleo na Bahia.

Gás Natural

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 9,53 por milhão de BTUs, representando 14,95% do valor de referência do Brent, no trimestre. O volume produzido e entregue pela Companhia foi de 144,6 milhões de m³, aumento de 1% em relação ao trimestre anterior, impactado pelo ganho de eficiência na compressão do gás produzido no campo Sabiá Bico de Osso, que reduziu as perdas e queimas de gás natural. Além disso, soma-se a esse efeito o maior volume de compra de gás de terceiros para cumprimento dos contratos firmes de gás, que representou uma adição de, aproximadamente, 9 milhões de m³ ao volume entregue total.

No ano, o volume produzido e entregue pela Companhia foi de 577,1 milhões de m³, redução de 2% em relação a 2024. O volume de compra de gás de terceiros para cumprimento dos contratos firmes de gás representou uma adição de cerca de 42 milhões de m³ ao volume entregue total. O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 9,30 por milhão de BTUs, representando 13,46% do valor de referência do Brent, em 2025.

Vale destacar ainda que, no segmento de gás natural, a Companhia adota uma estratégia comercial diferenciada, baseada em contratos estruturados com indexação ao Brent com piso e teto, ou com preço fixo ou parcela fixa. Essa estrutura confere proteção relevante em cenários adversos de preços, ao mesmo tempo em que mantém flexibilidade para capturar valorização em ambientes mais favoráveis.

Atualmente, os contratos contam com um piso médio equivalente a aproximadamente US\$ 74 por barril, assegurando a rentabilidade em cenários de queda, além de produtos como GLP, com preços fixos, que adicionam estabilidade ao fluxo de caixa. Por outro lado, parte dos contratos está atrelada ao Brent sem teto ou com teto elevado, próximo a US\$ 141 por barril, permitindo a captura de valor adicional quando o ciclo de commodities é positivo.

Preço Médio Realização Gás		4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	294.313	298.658	-1%	276.404	6%	1.200.868	1.138.808	5%
Volume Produzido e Entregue	Mm ³	144.583	142.907	1%	144.692	-0,1%	577.173	590.419	-2%
Volume Compra	Mm ³	8.862	10.117	-12%	4.125	115%	42.432	20.268	109%
Volume Entregue Total	Mm³	153.445	153.024	0,3%	148.817	3%	619.606	610.687	1%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm³)	1,92	1,95	-2%	1,86	3%	1,94	1,86	4%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	9,53	9,60	-1%	8,52	12%	9,30	9,28	0,3%

No início de março de 2026, a PetroReconcavo realizou sua primeira importação de gás natural da Bolívia, no volume total de 100 mil m³, validando uma nova rota internacional de suprimento e reforçando sua estratégia de comercialização e integração regional. Esta operação teve como rota logística a malha de transporte integrada, desde a Bolívia até o destino final, onde foi entregue à Copergás, distribuidora de gás natural canalizado no estado de Pernambuco, e ocorreu após a autorização da ANP, concedida em outubro de 2025. Esta nova rota comercial amplia a confiabilidade do nosso portfólio de suprimento e fortalece a competitividade da Companhia.

Gás Natural Liquefeito (GNL)

Em novembro, a GNLink inaugurou a primeira unidade de Liquefação e Compressão de Gás Natural no Estado do Rio Grande do Norte, com capacidade de até 100 mil m³/dia. No projeto, a PetroReconcavo atua como parceira estratégica, fornecendo o gás natural para liquefação. A iniciativa amplia o portfólio da Companhia e fortalece sua autonomia e flexibilidade no escoamento da produção. Estruturado sob contrato de 10 anos, o projeto contempla as etapas de liquefação, compressão, armazenamento, transporte e regaseificação, viabilizando o fornecimento por modal rodoviário a municípios localizados a mais de 1.000 km de distância, ampliando o acesso ao gás natural no Nordeste, gerando eficiência logística e contribuindo para a diversificação de mercados e captura de valor.

Gás Seco

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

No 4T25, a Companhia manteve contratos de demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.480 mil m³/dia. Para o ano de 2026, o volume firme contratado atualmente é de 1.345 mil m³/dia, tendo como principais variações a redução do volume contratado da Bahiagás conforme já previsto em contrato e o início das entregas de gás natural para a planta de liquefação da GNLink.

Líquidos de Gás Natural

Em 2025, 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, passando a abranger cerca de 75% da produção da GLP da Companhia, com impacto positivo no preço médio de comercialização do produto. Já o volume do C3+ produzido na Bahia foi comercializado com a Petrobras, na saída da UTG Catu.

8. Performance Financeira

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Líquida	704.170	786.385	-10%	843.376	-17%	3.157.609	3.264.554	-3%
Custos e Despesas	(360.784)	(384.351)	-6%	(378.647)	-5%	(1.487.259)	(1.396.876)	6%
Royalties	(48.303)	(52.080)	-7%	(61.762)	-22%	(227.694)	(224.642)	1%
EBITDA	295.083	349.954	-16%	402.967	-27%	1.442.656	1.643.036	-12%
Depreciação, Amortização e Depleção	(169.278)	(192.350)	-12%	(159.742)	6%	(721.077)	(694.816)	4%
Lucro Operacional	125.805	157.604	-20%	243.225	-48%	721.579	948.220	-24%
Resultado Financeiro Líquido	(60.823)	(8.980)	577%	(257.261)	-76%	54.615	(584.815)	n.m.
Impostos Correntes	(1.989)	(1.382)	44%	(3.432)	-42%	(13.636)	(11.188)	22%
Impostos Diferidos	(12.246)	(25.305)	-52%	49.912	n.m.	(124.206)	85.281	n.m.
Lucro Líquido	50.747	121.937	-58%	32.444	56%	638.352	437.498	46%

8.1. Receita Líquida

A Receita Líquida em 2025 foi de R\$ 3,2 bilhões, 3% menor que 2024. No trimestre, a Receita Líquida foi de R\$ 704 milhões, queda de 10% em relação ao trimestre anterior.

Receita Líquida (R\$ Mil)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	182.217	230.779	-21%	268.103	-32%	951.902	979.677	-3%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	209.018	240.733	-13%	299.567	-30%	967.420	1.236.140	-22%
Instrumentos financeiros derivativos (NDF) ¹	882	-	n.m.	(5.234)	n.m.	882	(127.212)	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	392.115	471.511	-17%	562.435	-30%	1.920.204	2.088.605	-8%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	294.313	298.658	-1%	276.403	6%	1.200.868	1.138.807	5%
Receita Líquida com Serviços	17.741	16.215	9%	4.537	291%	36.537	37.142	-2%
Receita Líquida Total	704.170	786.385	-10%	843.376	-17%	3.157.609	3.264.554	-3%

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

A **Receita Líquida com petróleo** apresentou queda de 8% em relação a 2024, refletindo principalmente a redução de 14% no preço médio do Brent e os reajustes contratuais realizados ao longo do período, que resultaram em maiores descontos em relação ao Brent. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela apreciação de 4% do real frente ao dólar e pelo aumento de 2% na produção de petróleo no período. Adicionalmente, os instrumentos financeiros derivativos contribuíram na comparação anual devido ao resultado positivo de aproximadamente R\$ 1 milhão em 2025, revertendo o impacto negativo de R\$ 127 milhões registrado nessa rubrica em 2024.

No trimestre, a Receita Líquida recuou 17%, refletindo a queda de 8% na produção de petróleo, a retração de 8% no preço médio do Brent e a desvalorização de 1% do dólar frente ao real.

A Receita Líquida com gás aumentou 5% em relação a 2024, refletindo os preços médios de realização 4% maiores, impulsionados principalmente pela valorização do gás seco processado e do GLP, em função de uma gestão mais eficiente do portfólio e dos contratos. No ano, também houve crescimento de 1% no volume total entregue em comparação ao ano anterior, decorrente da maior compra de gás de terceiros, que compensou a queda de 2% na produção. No trimestre, a Receita Líquida reduziu 1% em relação ao 3T25, refletindo a queda de 2% na produção de gás, que foi parcialmente compensada pelo aumento de 1% no volume entregue, conforme mencionado na seção de “Comercialização”.

A Receita Líquida com prestação de serviços no segmento de RSO foi de R\$ 36,5 milhões no ano e R\$ 17,7 milhões no trimestre, resultante da prestação de serviços com a sonda de perfuração PR-14 para terceiros, conforme descrito na seção de “Sondas e Serviços”.

8.1.1. Hedge de Petróleo

A Companhia avalia continuamente cenários possíveis e prováveis, a fim de mitigar o risco de variação nos preços das commodities, por meio de operações de hedge na produção futura de petróleo, visando aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. Ao final de 2025, a Companhia possuía contratos de hedge no formato de *Zero Cost Collar* e *Non-Deliverable Forward*.

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 por meio 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.

Os contratos do tipo *Non-Deliverable Forward* (NDF) estabelecem previamente um preço de referência e são liquidados exclusivamente de forma financeira no vencimento, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado.

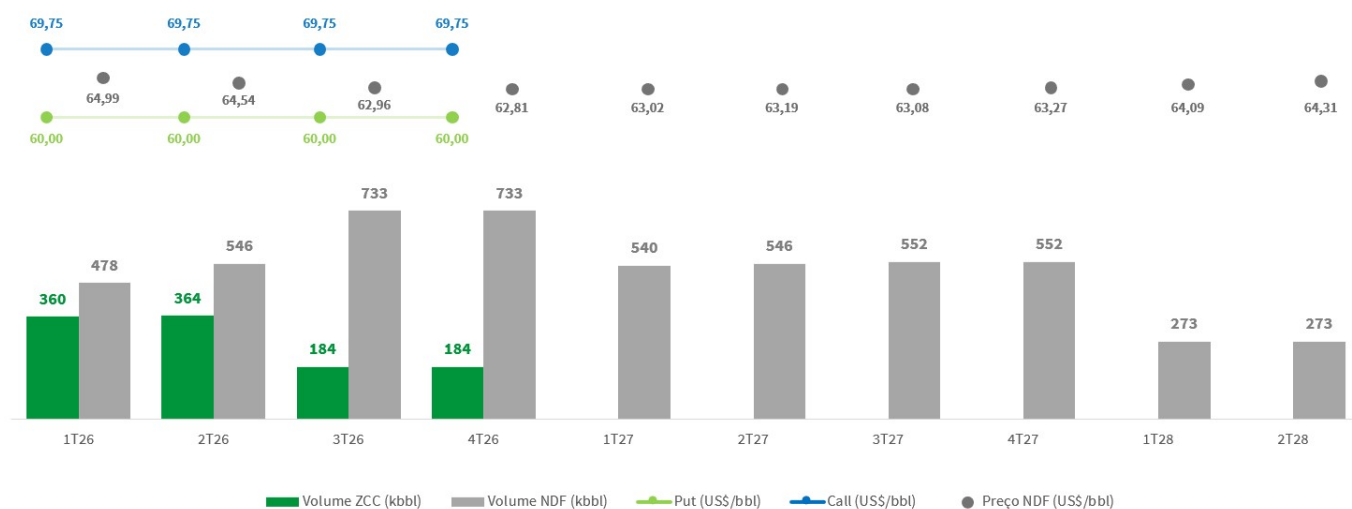
Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia tinha os seguintes contratos:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo	NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
Em 31/12/2025	Put	Call	bbl	R\$ Mil	Em 31/12/2025	(US\$/bbl)	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	60,00	69,75	360.000	2.949	Menos de 3 meses	64,22	270.000	5.407
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	364.000	5.317	De 3 a 6 meses	63,88	273.000	5.408
De 6 a 12 meses	60,00	69,75	368.000	6.273	De 6 a 12 meses	61,85	914.000	8.033
Total	60,00	69,75 ¹	1.092.000	14.539	Total	62,67 ¹	1.457.000	18.848

¹ Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31 de dezembro de 2025.

No início de 2026, diante da tendência observada na curva futura do preço do Brent e das recentes oscilações de mercado, a Companhia ampliou sua base de proteção ao contratar novos instrumentos de hedge na modalidade NDF, com vigência até o segundo trimestre de 2028, reforçando sua estratégia de proteção frente à volatilidade de preços.

Distribuição acumulada dos contratos de hedge por período



Considerando os contratos de hedge atualmente vigentes, aproximadamente 65% da produção de petróleo de 2026³ encontra-se protegida por instrumentos financeiros, preservando a possibilidade de captura de ganhos em movimentos positivos do Brent.

8.2. Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal	66.169	76.082	-13%	69.569	-5%	284.002	274.271	4%
Serviços e Materiais	195.297	201.486	-3%	175.324	11%	720.753	553.842	30%
Energia Elétrica	17.386	17.274	1%	18.196	-4%	71.792	72.093	0%
Vendas	-	-	n.m.	-	n.m.	-	3.940	n.m.
Outros Custos e Despesas	(993)	(8.511)	-88%	17.617	n.m.	10.430	73.920	-86%
Custos de Midstream	82.925	98.020	-15%	97.941	-15%	400.282	418.810	-4%
Compra/Swap de gás	19.715	21.251	-7%	19.082	3%	104.707	61.951	69%
Processamento e Escoamento de gás	40.708	52.088	-22%	51.829	-21%	201.156	238.454	-16%
Transporte de gás	22.502	24.681	-9%	27.030	-17%	94.419	118.405	-20%
Custos e Despesas Totais	360.784	384.351	-6%	378.647	-5%	1.487.259	1.396.876	6%

No ano, os Custos e Despesas foram de R\$ 1,5 bilhão, aumento de 6% em relação a 2024. No trimestre, os Custos e Despesas foram de R\$ 361 milhões, redução de 6% em relação ao 3T25. A variação dos Custos e Despesas pode ser explicada por:

Pessoal: aumento de 4% em relação a 2024, refletindo, principalmente, ajustes inflacionários, o reforço da estrutura organizacional com foco em posições estratégicas, bem como os ajustes em remuneração variável no período.

Na comparação trimestral, houve redução de 13%, quando comparado ao 3T25, uma vez que o trimestre anterior foi impactado por provisão para pagamento de acordo coletivo referente ao ano de 2025. Já no 4T25, houve ajustes relacionados ao incentivo de curto prazo, devido ao sub-atingimento de metas, bem como efeitos associados às férias incentivadas no mês de dezembro.

Serviços e materiais: houve aumento de 30% em relação a 2024, refletindo principalmente os investimentos em iniciativas de fortalecimento da integridade de ativos, reparos de poços e gastos adicionais com licenças de software realizados ao longo do ano. Também contribuíram para essa variação os custos com serviços jurídicos, de tecnologia da informação, elaboração do relatório de reservas, além dos serviços externos relacionados à sonda PR-14.

³ Com base nos dados da curva 1P de produção de petróleo do Relatório de Reservas na data base de 31/12/2025.

No trimestre, houve redução de 3%, refletindo principalmente a menor incidência de reparos de poços e a redução das despesas operacionais relacionadas à integridade de ativos, quando comparado ao 3T25.

Energia elétrica: os custos com energia elétrica se mantiveram estáveis frente a 2024, refletindo os novos contratos firmados ao longo do ano, com preços mais competitivos, especialmente nos polos Miranga e Remanso. No trimestre, houve aumento de 1% em relação ao 3T25.

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): redução de 4% em relação a 2024, refletindo principalmente a queda de 22% nos custos de processamento e escoamento, cujo principal fator foi a conclusão da aquisição de 50% da UPGN Guamaré. Com a nova estrutura operacional, a planta passou a operar com rateio de custos proporcional ao volume processado por cada parte. Adicionalmente, as otimizações nos contratos de transporte, implementadas ao longo de 2025, bem como a menor incorrência de penalidades, contribuíram para uma redução de 20% nos custos de transporte. Esses efeitos positivos foram parcialmente compensados pelo aumento das despesas com compras de gás de terceiros em relação a 2024.

No trimestre, os custos de *midstream* apresentaram redução de 15% versus 3T25, refletindo, principalmente, a redução aproximada de R\$ 11 milhões nos custos de processamento e escoamento após a conclusão da aquisição da UPGN Guamaré, além dos menores volumes de compras de gás de terceiros.

Outros custos e despesas: redução de 86% em relação a 2024, refletindo, principalmente, a menor constituição de provisões para perdas em estoques, bem como maior volume de outras receitas não operacionais reconhecidas ao longo do ano. Em 2024, essa linha foi impactada por efeitos não recorrentes, como a provisão de *earn-out* da aquisição do campo de Tiê e maiores despesas com licenciamento ambiental, especialmente no Ativo Potiguar, associadas à renovação trienal de licenças. A ausência desses efeitos no período atual contribuiu para a melhora observada na comparação anual.

No 4T25, outros custos e despesas foram negativos em R\$ 993 mil, refletindo, principalmente, receitas pontuais do período que foram parcialmente impactadas pelas maiores despesas com abandono de poços em comparação ao trimestre anterior, além do aumento dos custos dos consórcios não operados após a conclusão do *farm-out* junto à Mandacaru Energia S.A..

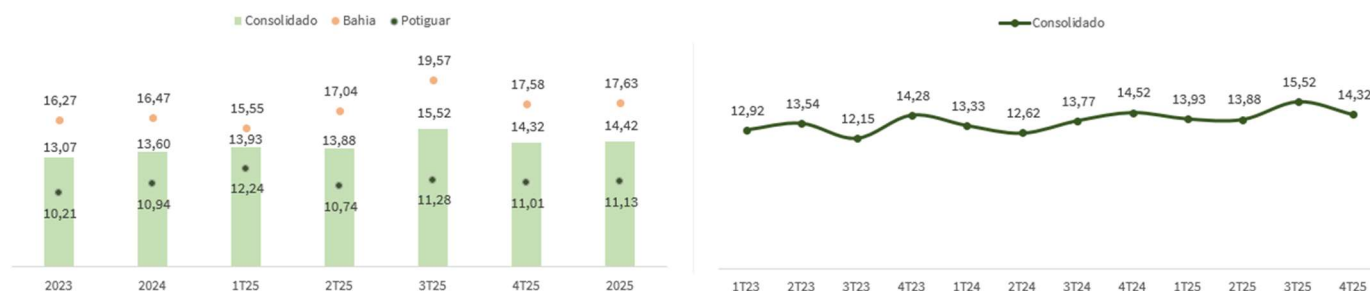
8.2.1. Lifting Cost

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 ano foi de R\$ 779 milhões, aumento de 10% em relação a 2024. Já o custo por barril foi de US\$ 14,42/boe, aumento de 6% em relação a 2024, explicado principalmente por maiores custos e despesas com a integridade de ativos e reparos de poços na comparação anual, que foram parcialmente compensados pelo aumento de 1% na produção e pela valorização de 4% do dólar no período.

No trimestre, o custo médio de produção foi de R\$ 178 milhões, redução de R\$ 28 milhões, equivalente a queda de 14% versus 3T25. Esta redução é explicada, principalmente, pelos menores custos com reparos de poços e pela redução das despesas operacionais associadas às iniciativas de integridade de ativos na comparação trimestral. Com isso, o custo atingiu o menor nível registrado em 2025, aproximando-se do patamar médio observado em 2024. Já o custo por barril foi de US\$ 14,32/boe, redução de 8% em relação ao 3T25, limitada pela queda na produção, além do impacto da desvalorização cambial no período.

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



8.2.2. Royalties

A Companhia contabilizou R\$ 228 milhões de *Royalties* no ano, aumento de 1% em relação a 2024, em razão dos maiores preços de referência do gás natural e do aumento na produção total do campo de Tiê em comparação ao ano de 2024, cuja alíquota de royalties é superior à média da Companhia.

No trimestre a Companhia contabilizou R\$ 48 milhões de *Royalties*, redução de 7% em relação ao 3T25, refletindo os menores preços de referência do petróleo, impactados pela queda do Brent e do dólar, além da menor produção de petróleo no período.

8.3. EBITDA e Lucro Operacional

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, foi de R\$ 1,4 bilhão no ano, redução de 12% em relação a 2024. No trimestre, o EBITDA foi de R\$ 295 milhões, redução de 16% em relação ao 3T25.

Quanto ao Lucro Operacional, o montante registrado no ano foi de R\$ 722 milhões, redução de 24% em relação a 2024. No trimestre, o Lucro Operacional totalizou R\$ 126 milhões, redução de 20% frente ao trimestre anterior.

8.4. Netback

Com base no volume total produzido no ano, apurou-se um *break-even cash cost* de US\$ 28,15⁴ por barril, com isso, considerando um desconto médio de US\$ 11,16 por barril, a Companhia operou com uma margem média de US\$ 29,80 por barril no período.

Netback (US\$/ barril)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Brent médio	63,73	69,13	-8%	74,73	-15%	69,10	80,76	-14%
Desconto médio ¹	(8,42)	(10,74)	-22%	(14,10)	-40%	(11,16)	(15,06)	-26%
Receita Líquida	55,31	58,38	-5%	60,63	-9%	57,94	65,70	-12%
Lifting Cost	(14,32)	(15,52)	-8%	(14,52)	-1%	(14,42)	(13,60)	6%
Midstream	(5,09)	(5,80)	-12%	(5,58)	-9%	(5,47)	(6,87)	-20%
G&A	(4,53)	(3,74)	21%	(4,29)	6%	(4,05)	(3,91)	4%
Royalties	(3,88)	(3,86)	1%	(4,35)	-11%	(4,21)	(4,31)	-2%
Break-even Cash Cost	(27,82)	(28,92)	-4%	(28,74)	-3%	(28,15)	(28,69)	-2%
Margem	27,49	29,46	-7%	31,89	-14%	29,79	37,01	-19%
% do Brent	43,1%	42,6%	0,5%	42,7%	0,5%	43,1%	45,8%	-2,7%

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

⁴ O cálculo do *netback* exclui os efeitos da variação de estoque dos royalties e do custo por produtos vendidos, bem como a depreciação do G&A.

8.5. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi positivo em R\$ 55 milhões no ano, refletindo, principalmente, o aumento no resultado com instrumentos financeiros, com efeito positivo da marcação a mercado dos *swaps*, em função da reprecificação das curvas de câmbio, juros e inflação ao longo do período. Adicionalmente, no ano, a marcação a mercado das estruturas de proteção de preços do petróleo (*collars*), influenciada pela movimentação e inclinação da curva futura do Brent, passou a incorporar expectativas mais favoráveis dentro da estrutura contratada, resultando em impacto positivo, quando comparado ao cenário observado em 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas maiores despesas financeiras, decorrentes do reconhecimento de juros e custos de emissão de debêntures após a liquidação da 3ª emissão, em julho, e da 4ª emissão, em dezembro.

No trimestre, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 61 milhões, refletindo, principalmente, o desempenho menos favorável dos instrumentos financeiros, com a marcação a mercado dos *swaps* apresentando efeito negativo, em função da movimentação adversa das curvas de câmbio, juros e inflação no período.

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 (rubrica Swap), o Resultado Financeiro seria negativo em R\$ 297,5 milhões em 2025 e negativo em R\$ 44,6 milhões no 4T25.

Resultado Financeiro (R\$ Mil)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receitas Financeiras	19.131	13.527	41%	11.999	59%	55.252	50.552	9%
Despesas Financeiras	(88.262)	(88.196)	0,1%	(88.611)	-0,4%	(313.126)	(240.844)	30%
Variação Cambial, Líquida	9.207	(7.994)	n.m.	51.241	-82%	(54.307)	(25.976)	109%
SWAP	(16.183)	79.637	n.m.	(225.957)	-93%	352.122	(368.840)	n.m.
Collar	15.284	(5.954)	n.m.	(5.933)	n.m.	14.674	293	4908%
Total Instrumentos Financeiros	(899)	73.683	n.m.	(231.890)	-100%	366.796	(368.547)	n.m.
Total do Resultado Financeiro	(60.823)	(8.980)	577%	(257.261)	-76%	54.615	(584.815)	n.m.
Taxa de câmbio no final do período	5,50	5,32	3%	6,19	-11%	5,50	6,19	-11%

8.6. Lucro Líquido

O Lucro Líquido contábil no ano foi de R\$ 638 milhões e de R\$ 51 milhões no trimestre. Excluindo os efeitos cambiais da marcação a mercado (MTM) da dívida e os impostos diferidos referentes aos *swaps*, o Lucro Líquido Ajustado foi de R\$ 406 milhões no ano e de R\$ 61 milhões no trimestre, redução de 40% frente a 2024 e de 11% em comparação ao 3T25.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Lucro Líquido	50.747	121.937	-58%	32.444	56%	638.352	437.498	46%
Marcação a Mercado (MTM)	16.183	(79.637)	n.m.	225.957	-93%	(352.122)	368.840	n.m.
Imposto Diferido sobre MTM	(5.502)	27.077	n.m.	(76.825)	-93%	119.721	(125.406)	n.m.
Lucro Líquido Ajustado	61.428	69.377	-11%	181.575	-66%	405.951	680.932	-40%

8.7. Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R\$ 1,5 bilhão no ano e R\$ 289 milhões no trimestre, redução de 32% em relação à 2024 e de 25% em relação ao trimestre anterior.

No ano, a variação refletiu, principalmente, a redução do valor justo dos instrumentos derivativos, o aumento dos juros pagos e pela maior variação negativa de ativos e passivos, que foram parcialmente compensados pelo crescimento do lucro antes dos impostos em comparação a 2024.

A variação em relação ao 3T25 refletiu, principalmente, o pagamento de juros referentes à 1ª e 2ª emissões de debêntures, conforme seus vencimentos contratuais, somada à maior variação negativa de ativos e passivos no período.

O caixa aplicado nas atividades de investimento, no ano, totalizou R\$ 2,3 bilhões e R\$ 1,0 bilhão no trimestre, devido aos principais fatores apresentados abaixo:

- (i) Adições ao imobilizado e intangível de R\$ 1,6 bilhão no ano, sendo R\$ 1,0 bilhão para desenvolvimento de novas reservas e R\$ 331 milhões para a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte. No trimestre, as adições ao imobilizado e intangível foram de R\$ 310 milhões, sendo R\$ 210 milhões para desenvolvimento de novas reservas e R\$ 34 milhões para a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte; e
- (ii) Aplicações financeiras negativo em R\$ 643 milhões no ano vs. R\$ 417 milhões negativos em 2024. No trimestre, as aplicações financeiras foram negativas em R\$ 715 milhões vs. R\$ 211 milhões negativos no 3T25.

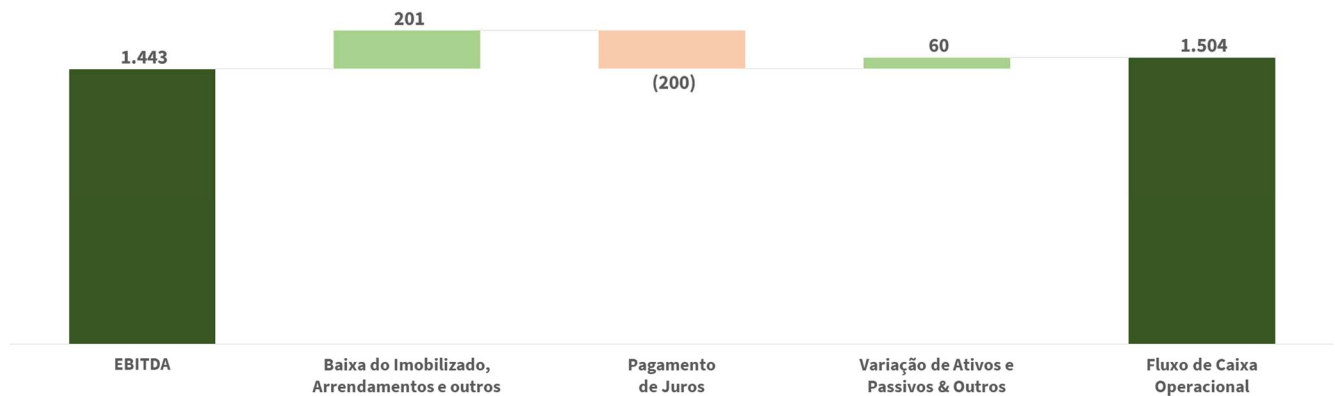
No ano, o caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 712 milhões, impulsionado pelos recursos líquidos captados por meio da 3ª e da 4ª Emissão de Debêntures, deduzidos da distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP), além dos desembolsos referentes à aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte. No trimestre, o caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 688 milhões devido, principalmente, aos recursos líquidos captados por meio da 4ª Emissão de Debêntures.

Em 2025, o Fluxo de Caixa Livre, representado pelo Caixa gerado nas atividades operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível, foi negativo em R\$ 135 milhões. No 4T25, o Fluxo de Caixa Livre foi negativo em R\$ 21 milhões.

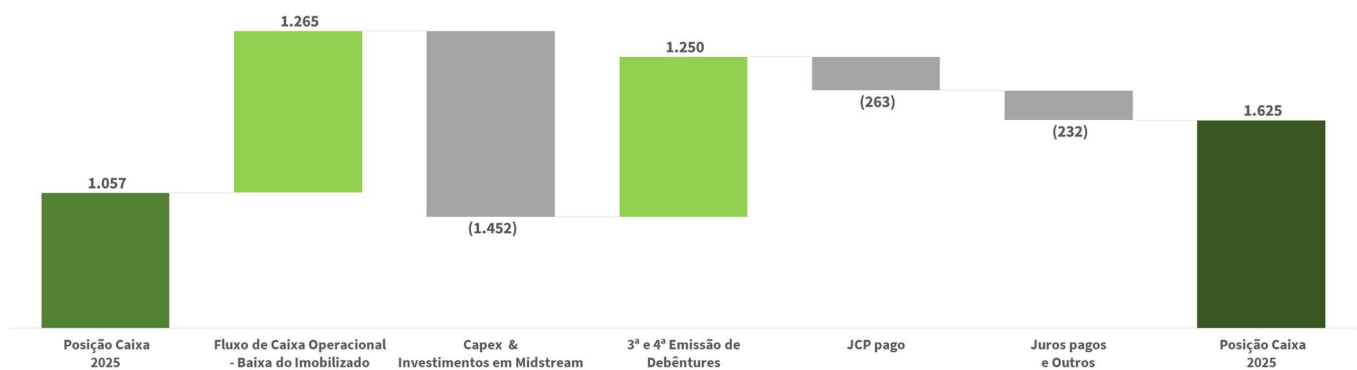
Excluindo os valores investidos na aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte no ano, o Fluxo de Caixa Livre foi de R\$ 196 milhões no acumulado e de R\$ 14 milhões no trimestre.

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	4T25	3T25	Δ%	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	64.982	148.624	-56%	(14.036)	n.m.	776.194	363.405	114%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	76.433	76.640	-0,3%	144.290	-47,0%	314.456	387.561	-18,9%
Depreciação, Amortização e Depleção	169.278	192.350	-12%	159.742	6%	721.077	694.816	4%
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	17	(73.683)	n.m.	237.124	-100%	(367.678)	495.759	n.m.
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	62.141	38.470	62%	136.840	-55%	201.287	319.182	-37%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	8.458	(2.693)	n.m.	15.471	-45%	14.844	78.067	-81%
Variação de Ativos e Passivos	(30.424)	11.291	n.m.	(8.420)	261%	(14.866)	145.366	n.m.
Pagamento (Recebimento) de Derivativos	44.692	-	n.m.	-	n.m.	73.322	-	n.m.
Pagamento de Contratos de Hedge	-	-	n.m.	(5.235)	n.m.	-	(127.539)	n.m.
Juros Pagos	(105.615)	(1.461)	7129%	(55.813)	89%	(199.683)	(140.901)	42%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(911)	(1.679)	-46%	(2.430)	-63%	(14.504)	(18.622)	-22%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	289.051	387.859	-25%	607.533	-52%	1.504.449	2.219.127	-32%
Aplicações Financeiras	(715.255)	(210.738)	239%	313.769	n.m.	(642.746)	(417.179)	54%
Adições ao Imobilizado e Intangível	(309.927)	(609.250)	-49%	(464.663)	-33%	(1.639.363)	(1.185.407)	38%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(1.025.182)	(819.988)	25%	(150.894)	579%	(2.282.109)	(1.602.586)	42%
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	729.899	497.355	47%	648.457	13%	1.227.254	1.746.027	-30%
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(42.031)	(10.062)	318%	(881.618)	-95%	(270.300)	(1.475.806)	-82%
Exercício de Opção de Ações	-	-	n.m.	-	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	(1)	-	n.m.	-	n.m.	(7.324)	(14.124)	-48%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	-	-	n.m.	(348.617)	n.m.	(238.158)	(775.976)	-69%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	687.867	487.293	41%	(581.778)	n.m.	711.620	(518.177)	n.m.
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	(48.264)	55.164	n.m.	(125.139)	-61%	(66.040)	98.364	n.m.
Fluxo de Caixa Livre	(20.876)	(221.391)	-91%	142.870	n.m.	(134.914)	1.033.720	n.m.
Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de <i>midstream</i>	13.537	38.471	-65%	142.870	-91%	196.210	1.033.720	-81%

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



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



8.8. Investimento

Capex (R\$ Milhões)	2024	1T25	2T25	3T25	4T25	2025	Δ% anual
Desenvolvimento de Reservas	783	222	287	287	210	1.006	28%
Almoxarifado para inversões fixas ¹	(95)	10	18	(4)	3	27	n.m
Demais ativos fixos e intangíveis ²	133	17	24	26	21	88	-34%
Subtotal Capex	821	249	330	309	234	1.121	36%
Investimentos em Midstream ³	-	-	37	260	34	331	n.m
Capex Total	821	249	367	569	268	1.452	77%

Variações em relação ao Mapa do Imobilizado:

¹ Exclui o valor de R\$ 52 milhões referente à transferência de itens de estoque de alto giro para ativo circulante.

² Exclui o valor de R\$ 8,34 milhões referentes à provisão para abandono de poço e de R\$ 13 milhões associados a fornecedores de imobilizado ainda não pagos.

³ Exclui o reconhecimento de efeitos não caixa de R\$ 19 milhões relativos à parcela remanescente da aquisição de 50% de Guimarães.

Os investimentos totalizaram R\$ 1,5 bilhão no ano, aumento de 77% em relação ao ano anterior, e R\$ 268 milhões no trimestre, queda de 62% frente ao trimestre anterior. Excluindo os valores referentes à aquisição de Guimarães, os investimentos totalizaram R\$ 1,1 bilhão no ano, 36% maior em relação ao ano anterior.

Desenvolvimento de Reservas: R\$ 1,0 bilhão no ano, aumento de 28% frente a 2024, refletindo os investimentos relacionados às perfurações dos poços profundos e horizontal, com potencial para ampliar novas frentes de crescimento para a Companhia no longo prazo, além do maior ritmo das atividades de *workovers* e dos investimentos em facilidades no período.

No trimestre, os investimentos foram de R\$ 210 milhões, redução de 27% em relação ao 3T25, em função da desaceleração do ritmo das atividades de perfuração e de *workovers* no 4T25;

Almoxarifado: R\$ 27 milhões no ano, refletindo a formação de estoque no ano associado às atividades de perfuração e *workovers*. A comparação anual também reflete a ausência do efeito não recorrente registrado em

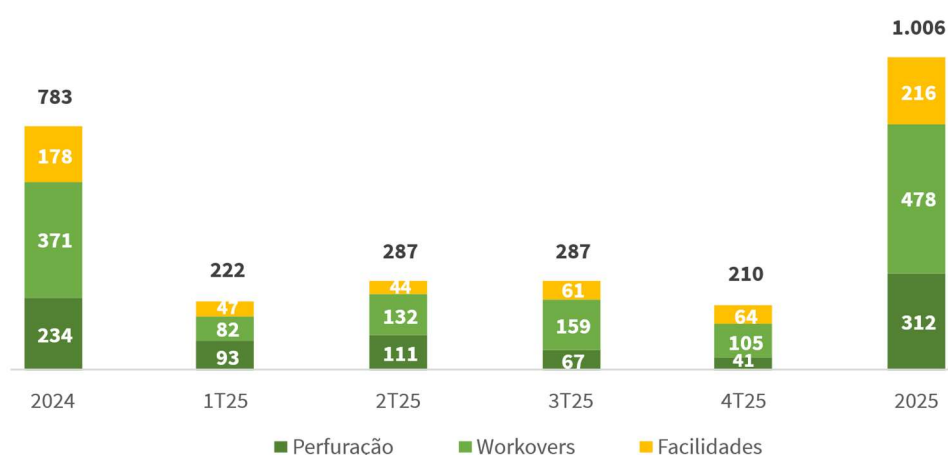
2024, quando a redução integral dos estoques gerou impacto negativo de R\$ 95 milhões nessa rubrica. No trimestre, os investimentos nessa rubrica foram de R\$ 3 milhões;

Midstream: R\$ 331 milhões no ano, referente à aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte. Desse total, R\$ 34 milhões foram desembolsados no 4T25;

Demais ativos fixos e intangíveis: R\$ 88 milhões no ano, refletindo investimentos em adaptações de equipamentos da frota de sondas e das unidades de serviços, com foco na melhoria da eficiência operacional, além de investimentos no novo gasoduto do campo de Tiê, que entrou em operação em julho.

No trimestre, os investimentos nessa rubrica totalizaram R\$ 21 milhões, refletindo os investimentos em adaptações na frota própria de sondas, projetos de tecnologia da informação e melhorias em instalações administrativas, realizados no período.

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



O Desenvolvimento de Reservas totalizou R\$ 1,0 bilhão no ano e R\$ 210 milhões no trimestre, devido a:

Perfuração: R\$ 312 milhões no ano, aumento de 33% em relação a 2024, refletindo o avanço da campanha de perfuração. Desse total, R\$ 160 milhões foram destinados à perfuração e ao *appraisal* de poços profundos na Bahia e à perfuração do primeiro poço horizontal no Rio Grande do Norte, com foco na avaliação do potencial de incorporação de reservas futuras, conforme mencionado na seção de Produção. Os investimentos contemplam a campanha de perfuração do ano, com destaque para a perfuração de poços injetores no campo de Tiê, viabilizando o início da estratégia de recuperação secundária.

No trimestre, os investimentos apresentaram uma redução de 39% em relação ao 3T25, com os desembolsos concentrados, principalmente, na conclusão da etapa de perfuração e completação do poço horizontal no Ativo Potiguar, cuja perfuração havia sido realizada no 3T25. Também foram incorporados os custos relacionados aos estudos e às avaliações técnicas para projeto do segundo poço horizontal na Bahia, que não avançou devido à falta de viabilidade econômica, além dos custos remanescentes referentes às etapas de completação e avaliação dos poços profundos.

Workovers: R\$ 478 milhões no ano, aumento 29% frente a 2024, refletindo a maior atividade operacional, com crescimento de 9% no número de projetos de *workovers* executados no período. O desempenho também refletiu o perfil das intervenções realizadas, com maior participação de operações de maior intensidade técnica e potencial de geração de valor, como canhoneios e fraturamentos hidráulicos, especialmente no 2T25 e no 3T25, além da conversão de quatro poços em injetores no Ativo Potiguar, iniciativa relevante para suporte de pressão e sustentabilidade da produção dos reservatórios.

No trimestre, os investimentos nessa frente apresentaram redução de 34% em relação ao 3T25, refletindo, principalmente, a dinâmica do portfólio de intervenções no período, com redução de 19% no número de

intervenções frente ao trimestre anterior, além de um mix de portfólio mais conservador, com priorização de intervenções de menor complexidade e risco operacional;

Facilidades: R\$ 216 milhões no ano, aumento de 21% versus 2024, refletindo, principalmente, os maiores aportes em integridade de ativos, infraestrutura para injeção de água, além de melhorias operacionais ao longo do ano.

No trimestre, os investimentos apresentaram aumento de 5%, impulsionados por adequações em sistemas e controles operacionais, aquisição de equipamentos de suporte às operações e iniciativas de monitoramento de poços.

Excluindo os valores investidos nos poços profundos e horizontal, o *capex* de desenvolvimento de reservas foi de R\$ 846 milhões no ano e de R\$ 170 milhões no trimestre.

8.9. Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2025 era de R\$ 1,6 bilhão, aumento de 20% em relação ao saldo de 2024. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, foi de 1,10x, o prazo médio da dívida (*duration*) de 4,14 anos e o custo médio dolarizado de 6,12% ao ano.

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

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	31/12/2025	31/12/2024	Δ%
Debêntures	3.105.016	1.792.321	73%
Efeito dos Swaps de Dívida ¹	87.704	368.840	-76%
Valores a pagar de aquisições ²	18.515	213.077	-91%
Dívida bruta	3.211.235	2.374.238	35%
Caixa e Equivalentes de caixa	229.508	295.548	-22%
Aplicações Financeiras	1.395.510	761.939	83%
Posição de Caixa	1.625.018	1.057.487	54%
Dívida Líquida	1.586.217	1.316.751	20%
EBITDA últimos 12 meses	1.442.656	1.643.036	-12%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	1,10 x	0,80 x	0,30 x

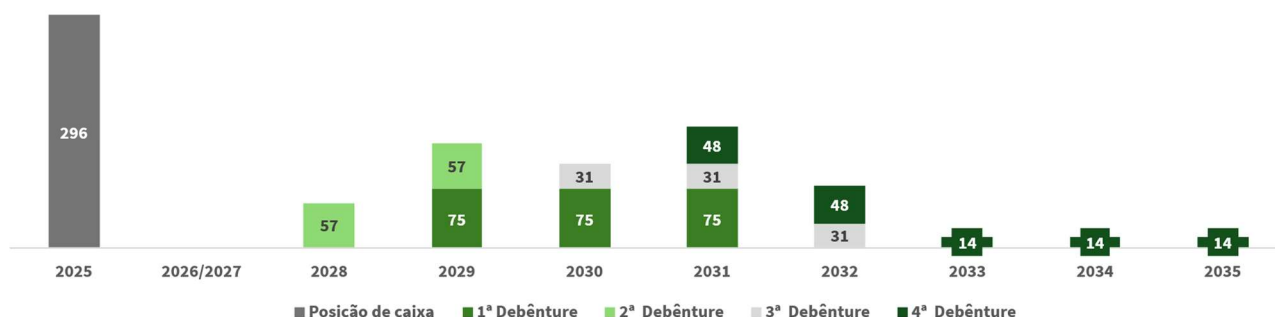
¹ Não inclui a parcela do *Zero Cost Collar* na linha "Instrumentos financeiros derivativos".

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

Em 29 de dezembro, a Companhia realizou a liquidação da 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, no valor total de R\$ 750 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 4,9% ao ano e *duration* desta emissão de 7,25 anos. Cabe destacar que com esta nova emissão a Companhia consolidou uma redução expressiva no seu custo de financiamento bem como alongou o perfil de suas dívidas, provendo ainda mais solidez financeira de longo prazo.

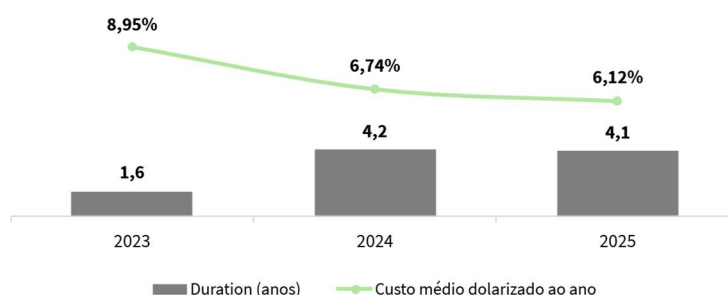
A dívida atual da Companhia inclui R\$ 19 milhões, referentes à parcela remanescente da aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte, com vencimento de curto prazo. No longo prazo, o endividamento é composto por compromissos vinculados às emissões de debêntures, sendo a próxima amortização de principal prevista para 2028, conforme gráfico abaixo.

Cronograma de Pagamento da Dívida (US\$ Milhões)



Nota: A Posição de Caixa inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras, e considera câmbio em 31 de dezembro de 2025 no valor de R\$ 5,50.

Custo e *duration* da dívida



9. Sustentabilidade

Reconhecendo a sustentabilidade como um valor central e um pilar estratégico para a perenidade dos seus negócios, a PetroReconcavo orienta sua atuação para a geração de valor compartilhado e a construção de um legado positivo nos territórios onde atua. Em 2025, a Companhia consolidou avanços relevantes nos pilares Social, Ambiental e de Governança, reforçando seu compromisso com uma atuação responsável, consistente e orientada ao longo prazo.

No eixo Social, a PetroReconcavo expandiu iniciativas estruturantes com foco em educação e geração de renda. Ao longo do ano, os projetos sociais impactaram direta e indiretamente cerca de 21 mil pessoas, representando um crescimento de 21% em relação a 2024. Atualmente, a Companhia mantém projetos contínuos em 40 comunidades, distribuídas por 12 municípios dos 16 tem operações diretas, o que corresponde a 75% de cobertura territorial. O resultado reflete a continuidade dos investimentos, a maturidade da estratégia social e o fortalecimento do vínculo com os territórios de atuação.

No pilar Educação, destacou-se a implementação do projeto **Educar Pra Valer**, em parceria com a Associação Bem Comum, direcionado à formação continuada de gestores e professores das redes municipais de Mata de São João e Pojuca nas áreas de língua portuguesa e matemática. A iniciativa fortaleceu as ações locais de melhoria do desempenho educacional, capacitando mais de 600 profissionais e impactando positivamente mais de 10 mil alunos. A Companhia também manteve projetos já consolidados, como o **Ciranda Viva**, que apoiou o desenvolvimento de 187 crianças, adolescentes e seus familiares em quatro comunidades rurais de Catu (BA), por meio de atividades no contraturno escolar. Já o projeto **Livres Toques**, que utiliza a música como instrumento de desenvolvimento e inclusão social para estudantes de escolas públicas em Mossoró (RN), alcançou 2.503 pessoas, dobrando o número de beneficiários em relação ao ano anterior.

A Companhia manteve iniciativas de fortalecimento das vocações produtivas locais, como o **Raízes da Transformação**, focado na assistência técnica agroecológica e agricultura familiar em 16 comunidades rurais baianas; o **Viva Sabiá**, que promove acesso à água de qualidade, saúde, e geração de renda em nove

comunidades de cinco municípios do Rio Grande do Norte; e o **Mulheres Empreendedoras**, vinculado ao Ciranda Viva que oferece infraestrutura para que mulheres atuem na produção diária dos lanches distribuídos às crianças do projeto. Em conjunto, essas iniciativas geraram uma renda incremental de R\$ 259 mil em 2025 para 64 pessoas diretamente beneficiadas.

No pilar ambiental, a PetroReconcavo avançou em iniciativas que integram eficiência operacional e gestão responsável dos recursos. Foi iniciado um projeto de **Pesquisa e Desenvolvimento em parceria com o IF Baiano**, voltado à avaliação do potencial de uso agrônômico dos cascalhos de perfuração. O objetivo é a destinação mais sustentável para esse resíduo, ao mesmo tempo em que gera eficiência econômica por meio da redução de custos.

No contexto da agenda climática, a Companhia reconhece seu papel estratégico na busca por soluções que conciliem segurança energética e responsabilidade ambiental. Nesse sentido, iniciou seu processo de reporte ao *Disclosure Insight Action* (CDP) e obteve nota C, resultado que marca um estágio relevante de amadurecimento na agenda ambiental e evidencia o compromisso com o aprimoramento contínuo das práticas de sustentabilidade.

Em dezembro, foi realizado o Workshop do Mural do Clima, uma iniciativa alinhada à estratégia climática e voltada ao engajamento, letramento e aprofundamento do conhecimento sobre os impactos das mudanças climáticas em suas atividades. O encontro reuniu diversas áreas da organização, estimulando reflexões e propostas internas que fortalecem a estratégia de resiliência climática. A PetroReconcavo também promoveu o PROCOMPI, Programa de Apoio à Competitividade das Micro e Pequenas Indústrias, iniciativa da Confederação Nacional da Indústria (CNI), com foco na gestão de resíduos e gestão de emissões. Foram oferecidas 12 horas de capacitação, que reuniram mais de 150 participantes de mais de 100 empresas.

A Companhia iniciou a implementação da iniciativa “Gestão de Resíduos para Todos”, voltada à melhoria dos processos de segregação, coleta e armazenamento. A ação visa contribuir para a organização das áreas de trabalho, o aumento da segurança dos colaboradores e a otimização da destinação dos resíduos, resultando na redução de custos operacionais. Além disso, a revisão dos métodos e dos recursos utilizados no processo podem possibilitar ganhos de eficiência e racionalização dos custos associados à gestão de resíduos.

No pilar de Governança, reforçou seu compromisso com a integridade e a evolução contínua das práticas institucionais por meio da revisão e atualização do Código de Ética e Conduta, originalmente publicado em 2022. O processo incorporou novos requisitos regulatórios, a avaliação de riscos emergentes, diálogos com partes interessadas e a incorporação das melhores práticas de governança.

No reconhecimento de suas práticas e resultados, em 2025, a PetroReconcavo passou a integrar o Índice de Dividendos (IDIV) da B3 e manteve, pelo segundo ano consecutivo, presença no Índice de Diversidade (IDVR), evidenciando seu compromisso com a geração de valor aos acionistas e com o fortalecimento da diversidade e inclusão. Já em 2026, a Companhia passou a integrar, pela primeira vez, a carteira do Índice IGPTW da B3, refletindo seu desempenho na certificação *Great Place to Work*.

10. Gente & Gestão

A Companhia avançou em sua estratégia de desenvolvimento de pessoas por meio de programas estruturados de formação de lideranças e capacitação técnica. A Academia de Líderes e o Lidera PR impactaram cerca de 200 gestores e supervisores, enquanto a Escola de Engenharia e a Escola Técnica consolidaram seu papel essencial dentro da UNIPR – Universidade Corporativa da Companhia fortalecendo a capacitação técnica dos nossos profissionais.

A PetroReconcavo deu início ao Programa de Liderança Feminina, com o propósito de fortalecer e desenvolver as competências de mulheres em posições de liderança, promovendo o empoderamento e a formação de futuras sucessoras dentro da Companhia. Nesse mesmo período, a empresa também promoveu o projeto Mulheres no Óleo e Gás, em parceria com o SENAI, capacitando 30 mulheres de municípios da Bahia e reforçando seu compromisso com diversidade e inclusão, em uma iniciativa com investimento superior a R\$ 233 mil, prevista para conclusão em março de 2026.

O Programa de Estágio 2025 registrou mais de 6.500 inscrições, com oportunidades em diversas áreas do

negócio. Paralelamente, foram realizadas novas admissões no Programa Jovem Aprendiz na Bahia, assegurando a continuidade do ciclo de desenvolvimento de jovens nas unidades operacionais e administrativas. Ambos os programas contam com acompanhamento de gestores e tutores, além de trilhas estruturadas de desenvolvimento, contribuindo para o desenvolvimento regional, a ampliação de oportunidades e o fortalecimento do impacto positivo nas comunidades do entorno.

A Companhia conquistou, pela primeira vez, a certificação *Great Place To Work* (GPTW), reconhecimento internacional que reflete um ambiente de trabalho pautado em confiança, orgulho e respeito. A pesquisa contou com 72% de participação, com destaque para o alto nível de orgulho em fazer parte da empresa e para a forte percepção de propósito que alcançaram notas entre 90 e 93. A conquista reforça o seu compromisso com a evolução contínua do ambiente de trabalho, reconhecendo avanços relevantes e seguindo no fortalecimento do cuidado e do desenvolvimento das pessoas.

Em atendimento às melhores práticas de governança e transparência, bem como ao disposto nos incisos I a IV do §6º do artigo 133 da Lei n.º 6.404/76, a Companhia apresenta as seguintes informações:

Composição do quadro de colaboradores por gênero e nível hierárquico

Colaboradores	2025				2024				Variação			
	Masculino		Feminino		Masculino		Feminino		Masculino		Feminino	
	Quantidade	Proporção	Quantidade	Proporção	Quantidade	Proporção	Quantidade	Proporção	Quantidade	Proporção	Quantidade	Proporção
Aprendiz / Estagiário	46	46%	55	54%	24	51%	23	49%	22	41%	32	59%
Profissionais Técnicos / Operacionais	985	90%	106	10%	986	90%	107	10%	-1	50%	-1	50%
Profissionais de Nível Superior	243	53%	214	47%	223	53%	199	47%	20	57%	15	43%
Supervisores, Coordenadores e Gerentes	193	82%	41	18%	182	86%	30	14%	11	50%	11	50%
Gerentes Executivos e Diretores	15	94%	1	6%	10	91%	1	9%	5	100%	-	0%
Vice-Presidentes	6	100%	-	0%	5	100%	-	0%	1	n.m.	-	n.m.
Conselho de Administração	6	86%	1	14%	6	86%	1	14%	0	n.m.	-	n.m.
Total	1.494	78%	418	22%	1.436	80%	361	20%	58	50%	57	50%

Proporção da remuneração fixa e total por gênero e nível hierárquico

Colaboradores	2025		2024		Variação	
	Remuneração Fixa ¹	Remuneração Total ²	Remuneração Fixa ¹	Remuneração Total ²	Remuneração Fixa ¹	Remuneração Total ²
	Mulheres/ Homens	Mulheres/ Homens	Mulheres/ Homens	Mulheres/ Homens	Mulheres/ Homens	Mulheres/ Homens
Aprendiz / Estagiário	99%	99%	103%	103%	-4%	-4%
Profissionais Técnicos / Operacionais	90%	68%	93%	71%	-3%	-3%
Profissionais de Nível Superior	76%	73%	75%	73%	1%	0%
Supervisores, Coordenadores e Gerentes	111%	100%	112%	103%	-1%	-3%
Gerentes Executivos e Diretores	105%	112%	70%	67%	35%	45%
Vice-Presidentes	n.m.	n.m.	n.m.	n.m.	n.m.	n.m.
Conselho de Administração	96%	96%	96%	96%	0%	0%

¹ Salário Base + Periculosidade.

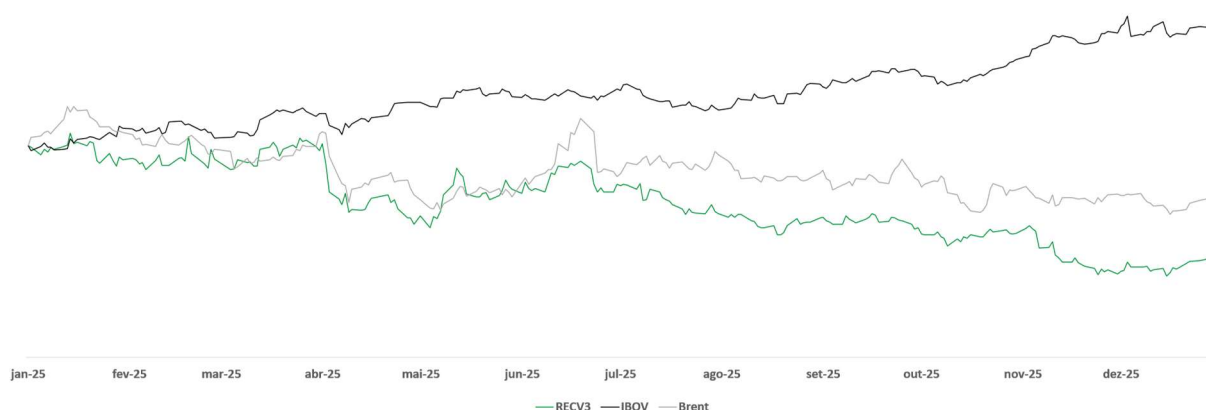
² Remuneração Total.

11. Performance da Ação

Em 31 de dezembro, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 3,3 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 11,32, desvalorização de 10,6% no trimestre, desempenho abaixo do Ibovespa (+10,7%) e do Brent (-7,3%). No ano, as ações da Companhia desvalorizaram 30,2%, inferior ao Ibovespa (+34,0%) e ao Brent (-16,3%).

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 211 milhões de ações no trimestre e 707 milhões de ações no ano. A média diária foi de 3,4 milhões de ações no trimestre e 2,8 milhões no ano. O volume financeiro anual atingiu R\$ 9,6 bilhões, com volume médio diário de R\$ 38,6 milhões.

Performance da ação x Ibovespa x Brent (base 100)



12. Capital Social

Em 31 de dezembro, o capital social da Companhia era representado, na sua totalidade, por 293.452.126 (duzentas e noventa e três milhões, quatrocentos e cinquenta e duas mil, cento e vinte e seis) ações ordinárias nominativas. Do total de ações, 292.957.928 (duzentos e noventa e dois milhões, novecentos e cinquenta e sete mil, novecentos e vinte e oito) encontravam-se em circulação, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, e 494.198 (quatrocentos e noventa e quatro mil, cento e noventa e oito) ações encontravam-se em tesouraria.

13. Dividendos

Em 2025, a PetroReconcavo realizou o pagamento de proventos aos seus acionistas por meio de juros sobre o capital próprio (JCP) no valor de R\$ 263,4 milhões, correspondente a R\$ 0,900140 por ação ordinária, refletindo um *dividend yield* de aproximadamente 6%⁵.

Adicionalmente, em dezembro de 2025, a Companhia deliberou uma remuneração complementar aos acionistas, reforçando a previsibilidade de sua estratégia de distribuição. Na ocasião, foi aprovada a distribuição de R\$ 300 milhões em dividendos, equivalente a R\$ 1,023968 por ação ordinária, com pagamento dividido em três tranches a serem pagas em dezembro de 2026, 2027 e 2028.

O montante declarado, somado aos proventos pagos no ano, resultou em um *payout* de 88% em relação ao lucro do exercício de 2025, evidenciando o compromisso da Companhia com a conversão do desempenho operacional em retorno ao acionista.

14. Relacionamento com os Auditores Independentes

Em conformidade com a Instrução CVM nº 162, de 14 de julho de 2022, a Companhia declara que mantém contrato com a ERNST & YOUNG Auditores Independentes Ltda. (“EY”) para a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia (incluindo revisões trimestrais) e de sua controlada para o exercício de 2025.

O valor referente aos serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) da Companhia e suas controladas para o exercício de 2025 foi de R\$ 695 mil.

A contratação de auditores independentes está fundamentada nos princípios que resguardam a independência do auditor, que consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho; (b) não exercer funções gerenciais; e (c) não prestar quaisquer serviços que possam ser considerados proibidos pelas normas vigentes. Além disso, a Administração obtém dos auditores independentes declaração de que os serviços especiais prestados não afetam a sua independência profissional.

⁵ Considerando preço de fechamento da ação, não ajustado por proventos, de R\$ 16,21 em 30 de dezembro de 2024.

15. 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 (“BRGAAP”) 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).