



PETRORECONCAVO S.A.

Demonstrações Financeiras Anuais
Completas referentes ao exercício
findo em 31 de dezembro de 2025

SUMÁRIO

Relatório da Administração	3
Declaração dos Diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes	31
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras.....	34
Relatório anual sobre o resumo das atividades do Comitê de Auditoria Estatutário, para o exercício de 2025	37
Parecer do Comitê de Auditoria sobre as demonstrações financeiras referentes ao exercício fiscal do ano de 2025 encerrando em 31 de dezembro do mesmo ano	41
Demonstrações financeiras individuais e Consolidadas referentes ao Exercício findo em 31 de dezembro de 2025 e Relatório do Auditor Independente	43

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO REFERENTE AO EXERCÍCIO FISCAL



*Encerrado em
31 de dezembro de 2025*

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 distribuimos 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 Guararé”). A UPGN Guararé 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 Provadas + 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 Provadas (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

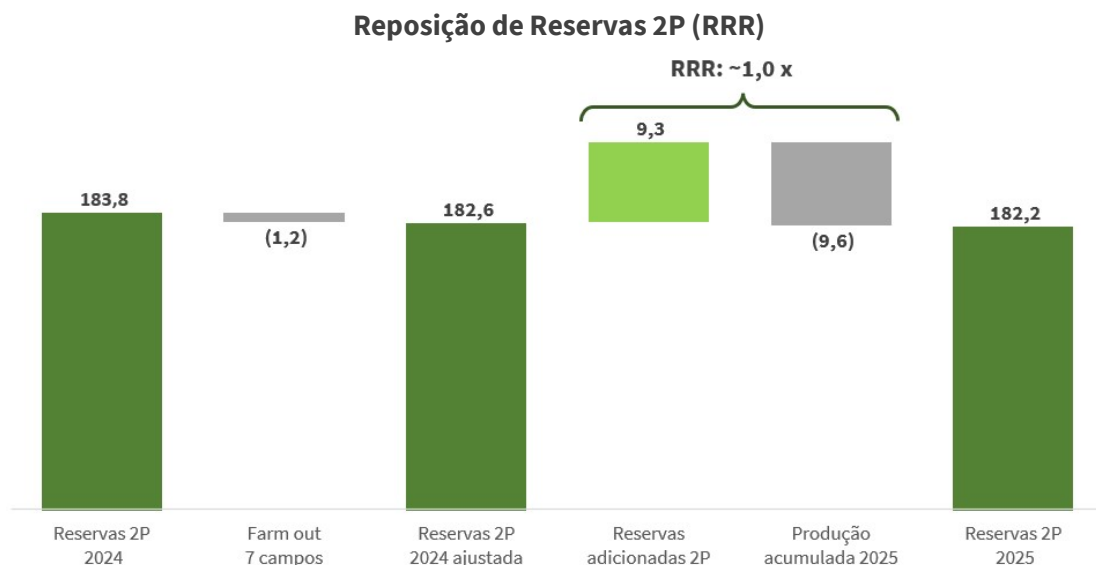
Reservas	Petróleo (MMBBL)	Gás (BCF ¹)	Barris Equivalentes (MMBOE ²)
Ativo Bahia	41,5	257,2	87,3
Ativo Potiguar	38,6	97,9	56,1
Provadas (1P)	80,1	355,1	143,3
Ativo Bahia	50,5	324,9	108,4
Ativo Potiguar	51,9	122,7	73,8
Provadas + Prováveis (2P)	102,5	447,6	182,2

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:



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.

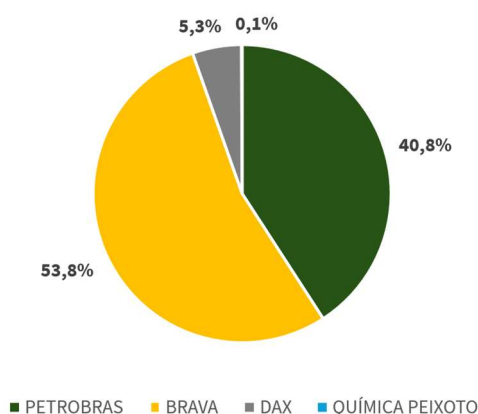
7. Comercialização

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.

Venda de Petróleo 2025 (%)



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.

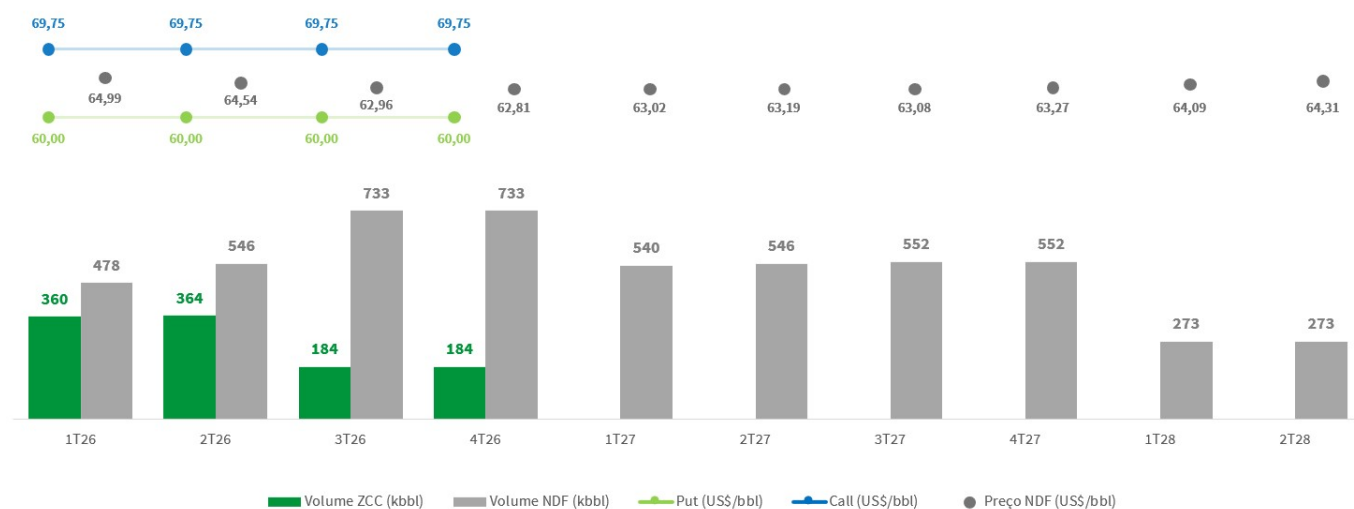
Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia tinha os seguintes contratos:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo	NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
	Put	Call						
Em 31/12/2025			bbl	R\$ Mil	Em 31/12/2025		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.
<i>Taxa de câmbio no final do período</i>	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.

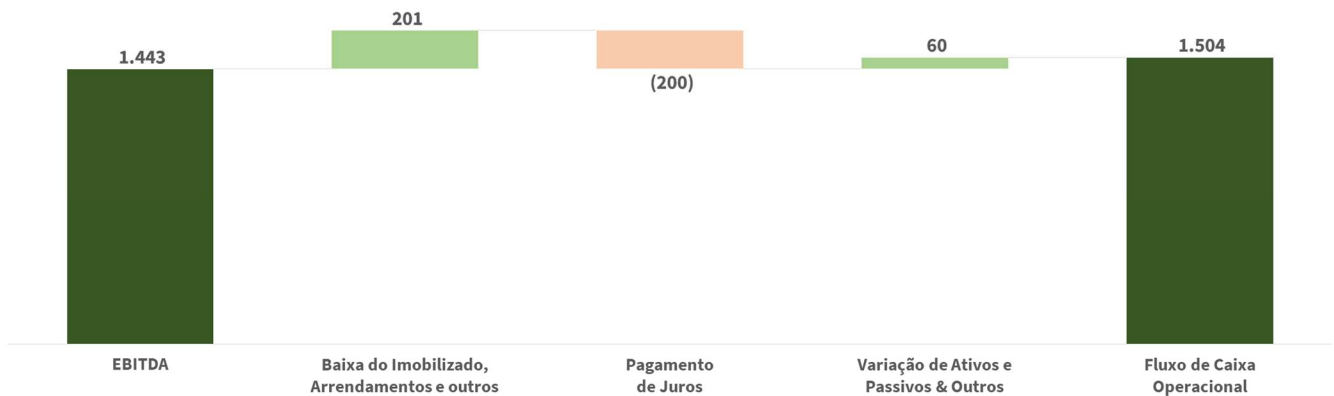
No ano, o caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 712 milhões, impulsionado pelos recursos líquidos captados por meio da 3ª e da 4ª Emissão de Debêntures, deduzidos da distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP), além dos desembolsos referentes à aquisição de 50% dos ativos 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.

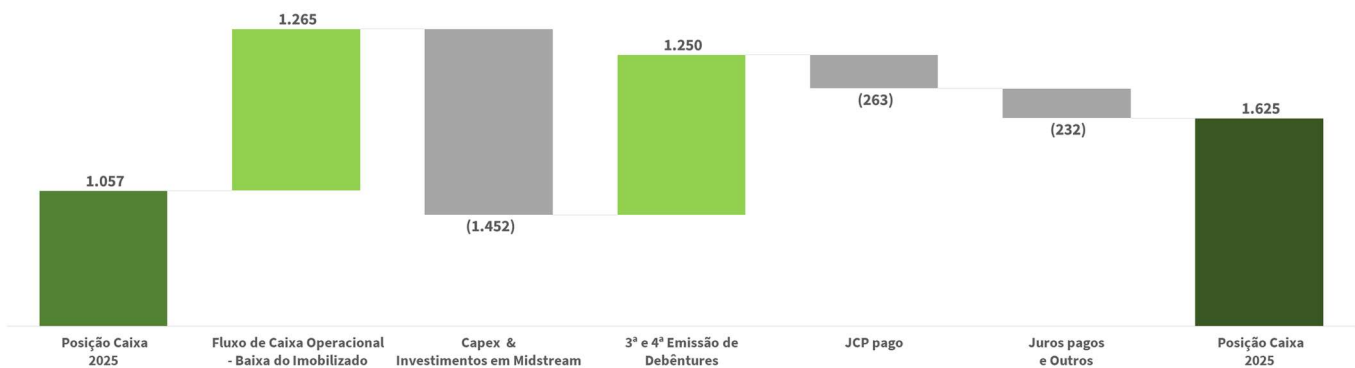
Excluindo os valores investidos na aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte no ano, o Fluxo de Caixa Livre foi de R\$ 196 milhões no acumulado e de R\$ 14 milhões no trimestre.

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

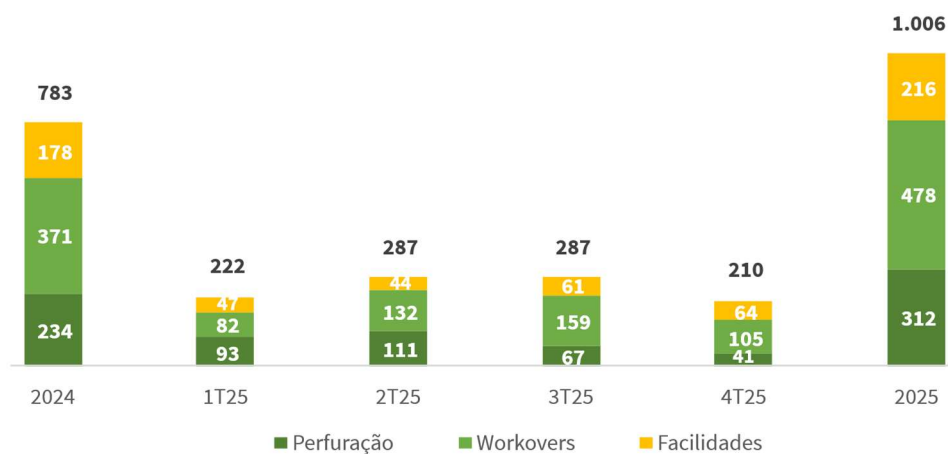
2024, quando a redução integral dos estoques gerou impacto negativo de R\$ 95 milhões nessa rubrica. No trimestre, os investimentos nessa rubrica foram de R\$ 3 milhões;

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

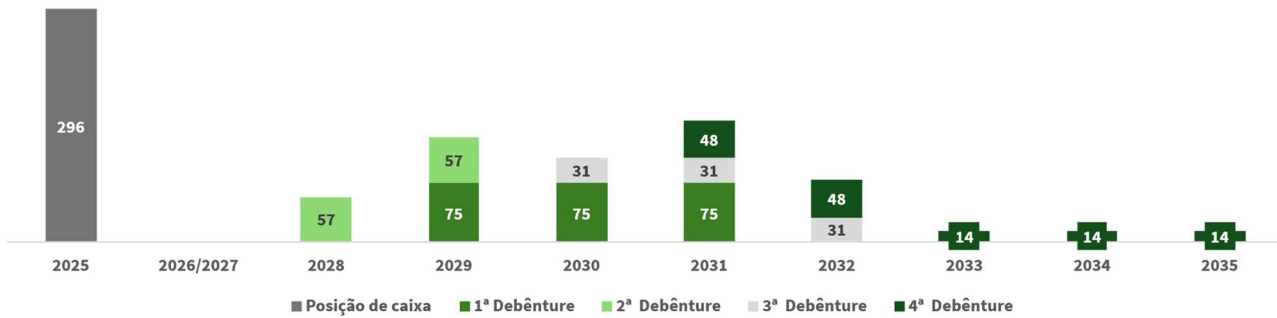
¹ Não inclui a parcela do *Zero Cost Collar* na linha "Instrumentos financeiros derivativos".

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.

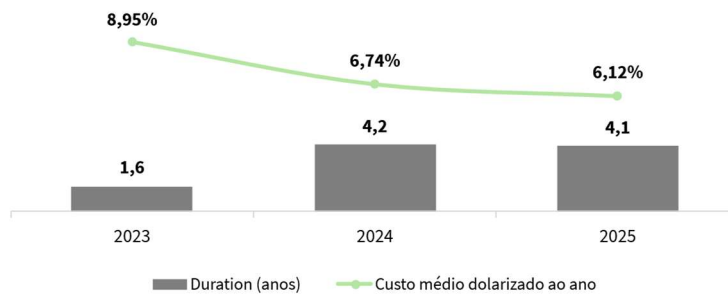
A dívida atual da Companhia inclui R\$ 19 milhões, referentes à parcela remanescente da aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte, com vencimento de curto prazo. No longo prazo, o endividamento é composto por compromissos vinculados às emissões de debêntures, sendo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

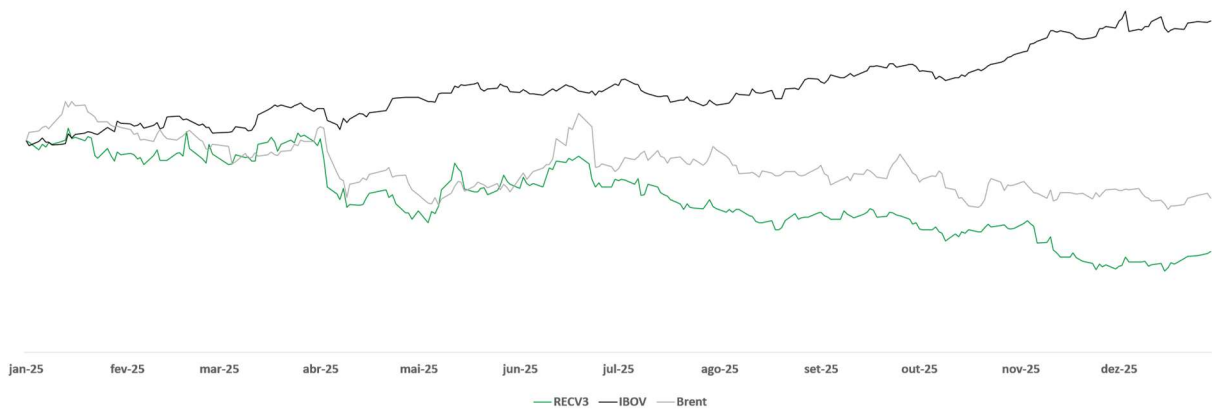
² Remuneração Total.

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 (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/EBITDA não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia;

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

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

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

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

- *Lifting Cost* (US\$/boe): Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, ajustados pela movimentação de estoques de petróleo e gás natural, excluindo-se os custos com vendas, aquisição, processamento escoamento e transporte do gás, os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, além dos custos dos serviços prestados, dividido pela produção bruta total em boe no período, divididos pela taxa de câmbio média do período;

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

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

Declaração dos Diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes

Em observância às disposições constantes no inciso V do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concordou com a conclusão expressa no relatório dos Auditores Independentes, datado em 18 de março de 2026, sobre a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia, contidas nas Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP, referente ao exercício de 2025.

Mata de São João, 18 de março de 2026

Diretores:

José Maria de Mello Firmo
Diretor Presidente

Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Declaração dos Diretores Sobre o Relatório do Auditor Independente - 31 12 pdf

Código do documento 2a94051a-03f1-4fd9-a0ff-d6ed510f7af5



Assinaturas



RAFAEL PROCACI DA CUNHA
rafael@petroreconcavo.com.br
Assinou

RAFAEL CUNHA



jose maria de mello firmo
jose.firmo@petroreconcavo.com.br
Assinou

jose maria de mello firmo

Eventos do documento

18 Mar 2026, 13:25:19

Documento 2a94051a-03f1-4fd9-a0ff-d6ed510f7af5 **criado** por FLÁVIA SENA DOS SANTOS (4454ba3d-464e-43d8-ab11-c8c36f084a6b). Email:flavia.santos@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:25:19-03:00

18 Mar 2026, 13:27:00

Assinaturas **iniciadas** por FLÁVIA SENA DOS SANTOS (4454ba3d-464e-43d8-ab11-c8c36f084a6b). Email:flavia.santos@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:27:00-03:00

18 Mar 2026, 13:47:06

RAFAEL PROCACI DA CUNHA **Assinou** (823d246e-5035-4352-bd3a-a92738d4626d) - Email:rafael@petroreconcavo.com.br - IP: 177.136.115.110 (110-115-136-177.STATIC.itsweb.com.br porta: 44684) - Documento de identificação informado: 069.504.527-05 - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:47:06-03:00

18 Mar 2026, 13:48:12

JOSE MARIA DE MELLO FIRMO **Assinou** - Email: jose.firmo@petroreconcavo.com.br - IP: 177.136.115.110 (110-115-136-177.STATIC.itsweb.com.br porta: 19272) - Documento de identificação informado: 776.407.646-53 - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:48:12-03:00

Hash do documento original

(SHA256):4f5578a9fb4d63955e29282c28d57ea29275991b59552844daa6c3a99ac5e40e
(SHA512):28bc92aff204b558ada4f3d7565886ea7b8a4b6b233073e22eed9f45e5ae4eb01201fd04fb8488a1e2cfe30deccf42a6de22cdc1f7cf539ab892dbde7dbae2de

Esse log pertence **única e exclusivamente** aos documentos de HASH acima



Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign

Integridade certificada no padrão ICP-BRASIL

Assinaturas eletrônicas e físicas têm igual validade legal, conforme **MP 2.200-2/2001** e **Lei 14.063/2020**.

Declaração dos Diretores Sobre as Demonstrações Financeiras

(DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 480/09)

Declaramos, na qualidade de diretores da PetroReconcavo S.A. ("Companhia"), sociedade por ações com sede na Cidade de Mata de São João, Estrada do Vinte Mil, Km 3,5, Estação São Roque CEP 48.280-000, Mata de São João - BA , inscrita no CNPJ sob o nº 03.342.704/0001-30, nos termos do inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, que revimos, discutimos e concordamos com o conjunto de informações contidas nas Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP referente ao exercício de 2025.

Mata de São João, 18 de março de 2026

Diretores:

José Maria de Mello Firmo
Diretor Presidente

Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Declaração dos Diretores Sobre as Demonstrações Financeiras - 31 12 pdf

Código do documento 32e5cc8a-0cc4-456c-8882-15fa781b2bc1



Assinaturas



RAFAEL PROCACI DA CUNHA
rafael@petroreconcavo.com.br
Assinou

RAFAEL CUNHA



jose maria de mello firmo
jose.firmo@petroreconcavo.com.br
Assinou

jose maria de mello firmo

Eventos do documento

18 Mar 2026, 13:16:43

Documento 32e5cc8a-0cc4-456c-8882-15fa781b2bc1 **criado** por FLÁVIA SENA DOS SANTOS (4454ba3d-464e-43d8-ab11-c8c36f084a6b). Email:flavia.santos@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:16:43-03:00

18 Mar 2026, 13:19:43

FLÁVIA SENA DOS SANTOS (4454ba3d-464e-43d8-ab11-c8c36f084a6b). Email: flavia.santos@petroreconcavo.com.br. **REMOVEU** o signatário **jose.firmo@petroreconcavo.com.br** - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:19:43-03:00

18 Mar 2026, 13:23:49

Assinaturas **iniciadas** por FLÁVIA SENA DOS SANTOS (4454ba3d-464e-43d8-ab11-c8c36f084a6b). Email: flavia.santos@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:23:49-03:00

18 Mar 2026, 13:24:39

RAFAEL PROCACI DA CUNHA **Assinou** (823d246e-5035-4352-bd3a-a92738d4626d) - Email: rafaelfirmo@petroreconcavo.com.br - IP: 177.136.115.110 (110-115-136-177.STATIC.itsweb.com.br porta: 1170) - Documento de identificação informado: 069.504.527-05 - DATE_ATOM: 2026-03-18T13:24:39-03:00

18 Mar 2026, 16:50:05

JOSE MARIA DE MELLO FIRMO **Assinou** - Email: jose.firmo@petroreconcavo.com.br - IP: 177.136.115.110 (110-115-136-177.STATIC.itsweb.com.br porta: 47244) - Documento de identificação informado: 776.407.646-53 - **Assinado com EMBED** - Token validado por **email** - DATE_ATOM: 2026-03-18T16:50:05-03:00

Hash do documento original

(SHA256):a5e4860194b3f07919b370818d85fe6b0a3fe5dd8bcb790d9db34626a6abff16

(SHA512):bf4d0f3b7f798c106fec362a3cfca37c238089275e6aa0a2f5e24f56c575a4469a2b10fa6c323797dfc0e2c89d203e30a1c6e2b73299c3305820ac773cb839c2

Esse log pertence **única e exclusivamente** aos documentos de HASH acima



Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign

Integridade certificada no padrão ICP-BRASIL

Assinaturas eletrônicas e físicas têm igual validade legal, conforme **MP 2.200-2/2001** e **Lei 14.063/2020**.

RELATÓRIO ANUAL DAS ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA



*ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA
E EXTRAORDINÁRIA A SER REALIZADA*

24 de abril de 2026

RELATÓRIO ANUAL DAS ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO - EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025

O presente Relatório Anual das Atividades do Comitê de Auditoria Estatutário – Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2025 (“Relatório”) foi elaborado em conformidade com as disposições legais, regulamentares e estatutárias aplicáveis às companhias abertas, especialmente a legislação societária e a regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

O Relatório integra o conjunto de informações que acompanham as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas da Companhia referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sendo disponibilizado aos acionistas e ao mercado por meio do sistema da CVM, da entidade administradora do mercado em que os valores mobiliários da Companhia são admitidos à negociação, bem como no website de Relações com Investidores da Companhia: ri.petroreconcavo.com.br.

CONTEXTO INSTITUCIONAL E ESTRUTURA DO COMITÊ

No dia 5 de maio de 2021, a Petroreconcavo se tornou uma empresa pública listada na B3, a Bolsa do Brasil. Essa data, que simboliza uma enorme conquista, marca também a renovação de nosso compromisso com acionistas, colaboradores e a sociedade. E, no intuito de honrar com excelência tal compromisso (ou o compromisso firmado), estar em conformidade com a legislação e com as boas práticas de governança, a Companhia, por meio da AGO realizada em 23 de fevereiro de 2021, instituiu o Comitê de Auditoria Estatutário (“Comitê de Auditoria”, “Comitê”).

O Comitê de Auditoria é composto por 3 (três) membros, com mandato unificado de 2 (dois) anos, que coincide com o prazo de mandato dos membros do Conselho de Administração, permitida a reeleição. Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário foram nomeados pelo Conselho de Administração e tem em sua composição 1 (um) conselheiro de administração independente, e 2 (dois) membros com reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária de controles internos, financeira e de auditoria, cumulativamente.

Os membros do Comitê de Auditoria são:

- Carlos Marcio Ferreira – Coordenador do Comitê de Auditoria e membro independente do Conselho de Administração desde 23/02/2021;
- Leonardo Guimarães Pinto – Membro do Comitê de Auditoria desde 23/02/2021;
- Victor Low – Membro do Comitê de Auditoria desde 23/02/2021;

Nenhum dos membros do Comitê é controlador ou diretor da Companhia, de seu acionista controlador, direto ou indireto, ou de sociedades controladas, coligadas ou sob controle comum, e tampouco possuir qualquer vínculo de subordinação com as pessoas anteriormente mencionadas. O Comitê de Auditoria tem autonomia operacional e orçamento próprio anual aprovado pelo Conselho de Administração, destinado a cobrir despesas com seu funcionamento e para a contratação de consultores para assuntos contábeis, jurídicos ou de outros temas, quando necessária a opinião de um especialista externo.

As principais informações e atribuições do Comitê de Auditoria, órgão de assessoramento ao Conselho de Administração, estão indicadas abaixo.

O Comitê de Auditoria possui regimento interno próprio, devidamente aprovado em reunião do Conselho de Administração, realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterados em reunião de 1º de abril de 2021. O regimento citado acima poderá ser consultado no site da Companhia: ri.petroreconcavo.com.br.

O Comitê de Auditoria se reunirá, no mínimo, trimestralmente, ou, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Coordenador do Comitê de Auditoria ou por solicitação escrita de quaisquer 2 (dois) membros do Comitê de Auditoria;

e deverá realizar, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

O Comitê terá como obrigações de sua competência:

- (i) Orientar a Diretoria quanto a avaliação e indicadores associados ao modelo de gestão de riscos da Companhia, assim como monitorar periodicamente as políticas de gerenciamento de riscos, e a adequação à tolerância máxima a riscos determinada pelo Conselho de Administração;
- (ii) Monitorar questões legais e/ou contingências que possam ter impacto significativo sobre as demonstrações financeiras;
- (iii) Acompanhar e supervisionar a razoabilidade no que tange a qualidade e integridade das informações demonstrações financeiras, e, sempre que necessário, recomendando previamente sobre a submissão ao Conselho;
- (iv) Monitorar o resultado das revisões trimestrais e auditoria das demonstrações financeiras, deficiências relevantes e falhas significativas nos controles internos, conhecimento de atos ilegais, e reflexos de fatores externos (econômicos, normativos e setoriais) sobre os relatórios financeiros e sobre o processo de auditoria;
- (v) Monitorar as ações realizadas junto ao Programa de Integridade, bem como, seus indicadores de performance, funcionamento e plano de trabalho da área de Compliance;
- (vi) Direcionar os principais assuntos relacionados aos registros por meio do canal de denúncias da Companhia (“Canal Transparência”), zelando pelo cumprimento do Código de Ética e Conduta, e quando necessário, reportar ao Conselho de Administração sobre fraudes e/ou crimes, assim como as respectivas providências;
- (vii) Assessorar o Conselho de Administração no monitoramento do cumprimento das leis, normas, regulamentos e políticas internas aplicáveis à Companhia, bem como revisar periodicamente as políticas e procedimentos no que tange a área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos, incluindo a observação quanto ao Programa de Integridade, bem como a estruturação, funcionamento e plano de trabalho da área de Compliance.

ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMITÊ DE AUDITORIA NO EXERCÍCIO 2025

Ao longo de 2025, o Comitê de Auditoria realizou 11 (onze) reuniões, que contaram com a participação de Diretores, Gerente de Auditoria Interna, Riscos e Compliance, Gerentes Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes. Além disso, diversas áreas da companhia foram envolvidas, especialmente durante a atualização da Matriz de Riscos, promovendo uma abordagem integrada e abrangente na gestão de riscos e no acompanhamento das atividades de auditoria.

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacam-se as seguintes:

- O Comitê acompanhou a revisão da 2ª Edição do Programa de Integridade (ciclo 2025–2027), bem como do Código de Ética e Conduta e de diretrizes correlatas, incluindo Due Diligence de Integridade, Anticorrupção, Conflito de Interesses e Investigações. Monitorou, ainda, as iniciativas institucionais voltadas ao fortalecimento do ambiente de integridade, incluindo a adesão ao Pacto Brasil pela Integridade Empresarial e a submissão do Programa de Integridade ao programa Empresa Pró-Ética da Controladoria-Geral da União (CGU);
- O Comitê supervisionou os indicadores relacionados à disseminação da cultura ética na Companhia, incluindo o monitoramento do Treinamento do Código de Ética e Conduta, que registrou elevado nível de aderência, bem como o acompanhamento do programa “Diálogo de Valor”, iniciativa voltada à promoção contínua de conteúdos e reflexões sobre integridade, alcançando colaboradores nas operações da Bahia e do Rio Grande do Norte;
- O Comitê revisou e opinou sobre o orçamento da área de GRC para 2026, assegurando a adequação de recursos e a manutenção de sua independência. Acompanhou, de forma contínua, os indicadores do Canal Transparência, o tratamento de denúncias e investigações, bem como o desempenho da área de Compliance no exercício de 2025.

Avaliou, ainda, a qualidade dos controles internos e da Gestão de Riscos Corporativos, com foco na integridade, transparência e aderência às melhores práticas;

- O Comitê analisou os resultados dos trabalhos realizados pela Auditoria Interna em 2025, incluindo avaliações conduzidas em áreas estratégicas da Companhia, e acompanhou a implementação dos respectivos planos de ação. No âmbito de suas atribuições, o Comitê promoveu discussões e questionamentos à Administração quanto à adequação das medidas propostas, à efetividade das ações corretivas e ao fortalecimento do ambiente de controles internos;
- O Comitê revisou e aprovou o Planejamento Anual Integrado de 2025, contemplando iniciativas estratégicas nas frentes de Compliance, auditoria e controles internos, incluindo ações voltadas ao aprimoramento de processos, à gestão de riscos e ao fortalecimento do ambiente de governança corporativa da Companhia;
- Acompanhamento e recomendação da aprovação pelo Conselho de Administração das demonstrações financeiras anuais e trimestrais (ITRs) da destinação dos lucros líquidos da Companhia;
- Discussão sobre as informações contidas na carta de controles internos 2025 emitida pelo auditor externo e recomendações de melhoria, bem como as respectivas respostas da Administração para a correção ou melhoria dos pontos;
- O Comitê foi consultado ao longo de 2025 sobre temas contábeis relevantes, tendo analisado e apresentado suas recomendações à Administração. No mesmo contexto, acompanhou matérias relacionadas a benefícios fiscais concedidos à Companhia e à recuperação de créditos, em conformidade com a legislação vigente;
- Comitê acompanhou as iniciativas relacionadas à agenda de sustentabilidade e à divulgação de informações não financeiras, incluindo o monitoramento das discussões e alterações normativas relativas às IFRS S1 e IFRS S2.

Com base nas informações recebidas da Administração, da Auditoria Interna e dos Auditores Independentes, e no exercício de suas atribuições estatutárias, o Comitê não tomou conhecimento de fatos que indiquem irregularidades relevantes capazes de afetar a continuidade operacional da Companhia ou a fidedignidade das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FISCAL DO ANO 2025, ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DO MESMO ANO

Em cumprimento às disposições legais e estatutárias, os membros do Comitê de Auditoria examinaram e discutiram o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas da PETRORECÔNCAVO S.A., elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), ambos referentes ao exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2025. Com base nos exames efetuados, no relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras formalizado pela ERNST & YOUNG AUDITORES INDEPENDENTES S/S LTDA. (“auditores independentes”), emitido sem ressalvas, e na opinião dos auditores independentes e bem como nas informações e esclarecimentos prestados pela administração da companhia no decorrer do exercício, avaliam, por unanimidade, recomendar ao Conselho de Administração, que os referidos documentos estão em condições de serem apreciados e aprovados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas.

Mata de São João, 12 de março de 2026



Carlos Ferreira

6157

Carlos Marcio Ferreira



Victor Low

Victor Low



LEONARDO GUIMARÃES PINTO

6876

Leonardo Guimarães Pinto

Relatório Comitê de Auditoria - Ref. 2025.docx

Valide a autenticidade do documento clicando ou escaneando o QR Code ao lado ou acesse o [verificador de autenticidade](#) e insira o código: E8317-2E666-3A46E



Solicitação de assinatura iniciada por: Isabele O. V. em 13/03/2026

Assinaturas



Victor Low
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 13 de março de 2026, 18:47:30 | E-mail: vlo*@pe***** | Endereço de IP: 216.201.188.194 | Segundo Fator de Autenticação: Whatsapp | Dispositivo/Aplicativo: Firefox 148.0, Windows 10 | Celular: *****8281



Carlos Ferreira
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 16 de março de 2026, 09:30:47 | E-mail: cfe*****@gm***** | Endereço de IP: 201.27.117.14 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Atlas App (3.3.5), iOS | Celular: *****7197



LEONARDO GUIMARÃES PINTO
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 16 de março de 2026, 17:42:13 | E-mail: lpi***@op***** | Endereço de IP: 200.142.103.34 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Microsoft Edge 146.0.0.0, Windows 10 | Celular: *****0704



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EXERCÍCIO DE 2025

ÍNDICE

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS	1
BALANÇO PATRIMONIAL.....	7
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO PERÍODO	8
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE	9
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	10
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA.....	11
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO.....	12
NOTAS EXPLICATIVAS.....	13
1. INFORMAÇÕES GERAIS.....	13
2. BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS ...	13
3. USO DE ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CRÍTICOS	16
4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS.....	19
5. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	20
6. INVESTIMENTOS	21
7. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL	21
8. FORNECEDORES	27
9. DEBÊNTURES	27
10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	32
11. VALORES A PAGAR POR AQUISIÇÕES.....	35
12. PROVISÃO PARA PROCESSOS JUDICIAIS.....	36
13. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	38
14. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS.....	39
15. PATRIMÔNIO LÍQUIDO	42
16. PARTES RELACIONADAS	46
17. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP – AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS.....	47
18. RECEITA LÍQUIDA	48
19. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DOS GASTOS RECONHECIDOS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	49
20. RESULTADO FINANCEIRO	50
21. INSTRUMENTOS FINANCEIROS	50
22. COBERTURA DE SEGUROS	56
23. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO.....	57
24. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA	57
25. EVENTO SUBSEQUENTE.....	57

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos acionistas da

PetroReconcavo S.A.

Mata de São João - BA

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da PetroReconcavo S.A. (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e sua controlada, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para o assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”, incluindo aquelas em relação ao principal assunto de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações financeiras. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar o assunto abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Provisão para abandono de poços

Conforme divulgado nas notas explicativas 3.3 e 13 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui contabilizado provisão para abandono de poços e ativos de petróleo e gás correlatos (ARO) no montante de R\$ 145.192 mil. Devido à natureza das suas operações, a Companhia incorrerá em custos associados com o encerramento de atividades, desmobilização e recuperação de áreas degradadas quando do encerramento da produção de petróleo e gás em cada área correspondente. Estimar os custos associados a estas atividades futuras exige considerável julgamento em relação a fatores como o período de utilização de determinada área, o tempo necessário para reabilitá-la, mensuração do custo com abandono e determinadas premissas econômicas como taxas de inflação e de desconto. Devido ao nível de incerteza na determinação da estimativa que pode impactar o valor da provisão para abandono de poços nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos esse como um dos principais assuntos de auditoria

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) entendimento do processo da Companhia sobre as estimativa de provisão para abandono de poços, incluindo identificação das premissas chave que compreendem o prazo para o abandono da área, os custos estimados de abandono e as taxas de inflação e desconto; (ii) análise das premissas econômicas utilizadas na determinação das taxas de inflação e de desconto através da comparação com dados obtidos de fontes externas; (iii) análise da previsão da época do abandono a partir das projeções de produção e estimativa da data limite da economicidade do ativo; (iv) com auxílio de nossos especialistas de modelos financeiros, analisamos as premissas utilizadas, incluindo o método de quantificação de custo e a mensuração do custo estimado de abandono, considerando os serviços principais que serão requeridos quando do abandono; (v) análise da movimentação da provisão para abandono de poços; (vi) conferência aritmética dos resultados das estimativas, confrontando-os com as informações contábeis e relatórios gerenciais; e (viii) avaliação da adequação da divulgação da provisão para abandono de poços.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados consideramos que os critérios e premissas, que estão consistentes com a avaliação da Diretoria, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas 3.3 e 13, são aceitáveis, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Auditoria dos valores correspondentes

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram auditadas por outro auditor independente que emitiu relatório datado em 19 de março de 2025, sem modificação

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado, individual e consolidada, foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e sua controlada são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e sua controlada.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes, de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.



Shape the future
with confidence

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Salvador, 18 de março de 2026.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SP-015199/O

DANIEL DE ARAUJO
PEIXOTO:80613993500

Digitally signed by DANIEL DE
ARAUJO PEIXOTO:80613993500
DN: cn=DANIEL DE ARAUJO
PEIXOTO:80613993500, c=BR,
o=ICP-Brasil, ou=VideoConferencia
Date: 2026.03.18 13:07:51 -03'00'

Daniel de Araujo Peixoto
Contador CRC BA - 025348/O



BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025

(Em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024			31/12/2025	31/12/2024		
CIRCULANTE						CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	172.275	259.482	229.508	295.548	Fornecedores	8	255.673	269.083	265.879	299.110
Aplicações financeiras	4	1.195.586	506.305	1.395.510	761.939	Salários e encargos sociais		87.907	93.000	88.753	93.929
Contas a receber de clientes	5	242.819	315.380	253.967	361.095	Tributos a recolher		41.800	58.643	50.549	74.193
Estoques		5.397	8.744	6.139	9.766	Debêntures	9	64.914	20.907	64.914	20.907
Tributos a recuperar		135.206	85.959	146.817	96.616	Valores a pagar de arrendamentos		18.885	12.829	19.173	17.138
Instrumentos financeiros derivativos	14	33.771	575	33.771	575	Instrumentos financeiros derivativos	14	-	1.003	-	1.003
Outros ativos		88.267	41.690	92.524	43.886	Dividendos a pagar	15	100.000	-	100.000	-
Total dos ativos circulantes		<u>1.873.321</u>	<u>1.218.135</u>	<u>2.158.236</u>	<u>1.569.425</u>	Valores a pagar de aquisições	11	18.515	213.077	18.515	213.077
						Provisão para abandono de poços	13	4.728	342	4.728	342
NÃO CIRCULANTE						Outras contas a pagar		<u>5.876</u>	<u>12.300</u>	<u>6.866</u>	<u>12.657</u>
Aplicações financeiras	4	5.022	15.964	5.022	15.964	Total dos passivos circulantes		<u>598.298</u>	<u>681.184</u>	<u>619.377</u>	<u>732.356</u>
Contas a receber de clientes	5	65.231	58.145	65.231	58.145	NÃO CIRCULANTE					
Tributos a Recuperar		56.692	55.375	69.109	66.820	Fornecedores	8	130.476	130.476	130.476	130.476
Instrumentos financeiros derivativos	14	1.284	-	1.284	-	Debêntures	9	3.040.102	1.771.414	3.040.102	1.771.414
Outros ativos		37.287	30.717	81.912	46.540	Dividendos a pagar	15	200.000	-	200.000	-
Tributos diferidos	10	-	78.762	8.113	97.025	Valores a pagar de arrendamentos		4.712	2.413	7.122	5.099
Investimentos	6	847.106	897.113	-	-	Outras contas a pagar		3.039	10.558	3.039	10.559
Imobilizado e intangível	7	5.689.089	4.967.984	6.254.225	5.561.314	Instrumentos financeiros derivativos	14	88.449	367.837	88.449	367.837
Direito de uso em arrendamento		22.465	15.681	24.883	22.338	Tributos diferidos	10	60.324	-	60.324	-
Total dos ativos não circulantes		<u>6.724.176</u>	<u>6.119.741</u>	<u>6.509.779</u>	<u>5.868.146</u>	Provisão para processos judiciais	12	4.006	5.110	47.946	47.923
						Provisão para abandono de poços	13	<u>137.375</u>	<u>133.607</u>	<u>140.464</u>	<u>136.630</u>
						Total dos passivos não circulantes		<u>3.668.483</u>	<u>2.421.415</u>	<u>3.717.922</u>	<u>2.469.938</u>
						PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
						Capital social	15	2.832.624	2.832.476	2.832.624	2.832.476
						Ações em tesouraria		(7.884)	(7.035)	(7.884)	(7.035)
						Reserva de capital		64.058	56.410	64.058	56.410
						Reservas de lucros		1.393.897	1.318.945	1.393.897	1.318.945
						Outros Resultados Abrangentes		13.540	-	13.540	-
						Transação de capital		<u>34.481</u>	<u>34.481</u>	<u>34.481</u>	<u>34.481</u>
						Total do patrimônio líquido		<u>4.330.716</u>	<u>4.235.277</u>	<u>4.330.716</u>	<u>4.235.277</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>8.597.497</u>	<u>7.337.876</u>	<u>8.668.015</u>	<u>7.437.571</u>	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>8.597.497</u>	<u>7.337.876</u>	<u>8.668.015</u>	<u>7.437.571</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais - R\$, exceto resultado por ação)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
RECEITA LÍQUIDA	18	2.712.778	2.884.640	3.157.609	3.264.554
CUSTOS DOS PRODUTOS VENDIDOS E DOS SERVIÇOS PRESTADOS	19	(1.852.329)	(1.809.580)	(2.136.173)	(2.072.805)
LUCRO BRUTO		860.449	1.075.060	1.021.436	1.191.749
RECEITAS (DESPESAS)					
Gerais, vendas e administrativas	19	(206.454)	(188.963)	(239.996)	(208.715)
Outras receitas (despesas), líquidas	19	(56.655)	(35.372)	(59.861)	(34.814)
Resultado de participações societárias	6	87.764	106.855	-	-
Total		(175.345)	(117.480)	(299.857)	(243.529)
LUCRO OPERACIONAL		685.104	957.580	721.579	948.220
Resultado financeiro	20	71.052	(623.910)	54.615	(584.815)
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS		756.156	333.670	776.194	363.405
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente		-	(1.652)	(13.636)	(11.188)
Diferido		(117.804)	105.480	(124.206)	85.281
Total	10	(117.804)	103.828	(137.842)	74.093
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		638.352	437.498	638.352	437.498
Resultado básico por ação - R\$	15	2,1793	1,4927		
Resultado diluído por ação - R\$	15	2,1792	1,4923		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		638.352	437.498	638.352	437.498
Itens que poderão ser reclassificados subsequentemente para a demonstração do resultado					
Instrumentos financeiros de proteção - NDF	14	20.515	99.433	20.515	99.433
Tributos diferidos sobre instrumentos financeiros - NDF	10	(6.975)	(33.807)	(6.975)	(33.807)
Subtotal		13.540	65.626	13.540	65.626
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		<u>651.892</u>	<u>503.124</u>	<u>651.892</u>	<u>503.124</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Capital Social	Ações em Tesouraria	Reserva de capital		Reservas de lucros			Ajustes de Avaliação Patrimonial			Total do Patrimônio líquido
				Incentivo fiscal de redução de imposto de renda	Ações e opções de compra de ações outorgadas	Reserva legal	Incentivos fiscais	Reserva para investimento e expansão	"Hedge accounting" de fluxo de caixa	Transação de capital	Lucros (Prejuízos) acumulados	
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023		2.830.774	(5.084)	18.501	33.477	125.149	64.460	1.481.751	(65.626)	34.481	-	4.517.883
Integralização de capital social subscrito	15	495	-	-	-	-	-	-	-	-	-	495
Exercício de opção de compra de ações	15	1.207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.207
Recompra de ações	15	-	(14.124)	-	-	-	-	-	-	-	-	(14.124)
Entrega de ações	15	-	12.173	-	-	-	-	-	-	-	(914)	11.259
Pagamento baseado em ações	15	-	-	-	4.432	-	-	-	-	-	-	4.432
Outros resultados abrangentes	15	-	-	-	-	-	-	-	65.626	-	-	65.626
Dividendo adicional proposto	15	-	-	-	-	-	-	(379.000)	-	-	-	(379.000)
Dividendos mínimos distribuídos a título de JSCP	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(88.493)	(88.493)
Juros sobre capital próprio	15	-	-	-	-	-	-	(56.940)	-	-	(264.566)	(321.506)
Constituição de Reserva Legal	15	-	-	-	-	21.875	-	-	-	-	(21.875)	-
Constituição de Reserva de incentivo fiscal	15	-	-	-	-	-	61.650	-	-	-	(61.650)	-
Resultado do Exercício		-	-	-	-	-	-	-	-	-	437.498	437.498
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024		2.832.476	(7.035)	18.501	37.909	147.024	126.110	1.045.811	-	34.481	-	4.235.277
Exercício de opção de compra de ações	15	148	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148
Recompra de ações	15	-	(7.324)	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.324)
Entrega de ações	15	-	6.475	-	-	-	-	-	-	-	-	6.475
Pagamento baseado em ações	15	-	-	-	7.648	-	-	-	-	-	-	7.648
Outros resultados abrangentes	15	-	-	-	-	-	-	-	13.540	-	-	13.540
Dividendo adicional proposto	15	-	-	-	-	-	-	(300.000)	-	-	-	(300.000)
Dividendos mínimos distribuídos a título de JSCP	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(145.800)	(145.800)
Juros sobre capital próprio	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(117.600)	(117.600)
Constituição de Reserva Legal	15	-	-	-	-	31.918	-	-	-	-	(31.918)	-
Constituição de Reserva de incentivo fiscal	15	-	-	-	-	-	23.235	-	-	-	(23.235)	-
Constituição de Reserva de investimento e expansão	15	-	-	-	-	-	-	319.799	-	-	(319.799)	-
Resultado do Exercício		-	-	-	-	-	-	-	-	-	638.352	638.352
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025		2.832.624	(7.884)	18.501	45.557	178.942	149.345	1.065.610	13.540	34.481	-	4.330.716

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES					
Lucro antes dos impostos sobre o lucro		756.156	333.670	776.194	363.405
Reconciliação do resultado antes dos impostos com o caixa das atividades operacionais					
Juros, amortização de captação e variações cambiais líquidas		293.113	394.077	314.456	387.561
Depreciação, amortização e depleção	19	538.941	508.275	721.077	694.816
Provisões, perdas estimadas e outros		(975)	17.259	151	59.805
Equivalência patrimonial	6	(87.764)	(106.855)	-	-
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	11	-	22.033	-	22.033
Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos no resultado	14	(367.678)	495.759	(367.678)	495.759
Atualização da provisão para abandono de poços	13	14.627	17.824	14.958	18.262
Reversão da provisão de abandono de poços	13	-	-	(265)	-
Baixas do imobilizado, de arrendamentos e outras		183.355	314.243	201.287	319.182
Estoques		3.839	3.420	3.532	4.344
Tributos a recuperar		(21.954)	138.310	(20.677)	148.540
Outros ativos		(2.891)	(27.076)	(32.250)	(46.431)
Variações nos passivos:					
Fornecedores		(27.459)	24.106	(47.416)	45.100
Salários e encargos sociais		1.382	18.802	1.299	18.541
Impostos a recolher		(39.877)	(1.953)	(48.018)	39
Outras contas a pagar		27.989	(18.398)	28.622	(22.055)
Pagamento (Recebimento) de Derivativos	14	73.322	(127.539)	73.322	(127.539)
Juros pagos		(199.128)	(139.664)	(199.683)	(140.901)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(2.208)	(13.929)	(14.504)	(18.622)
Variação do caixa resultante das atividades operacionais		<u>1.208.265</u>	<u>1.866.803</u>	<u>1.504.449</u>	<u>2.219.127</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Dividendos recebidos de controladas		137.771	11.316	-	-
Aplicações financeiras		(681.924)	(169.923)	(642.746)	(417.179)
Adições ao imobilizado e intangível		<u>(1.467.608)</u>	<u>(1.048.185)</u>	<u>(1.639.363)</u>	<u>(1.185.407)</u>
Variação do caixa resultante das atividades de investimento		<u>(2.011.761)</u>	<u>(1.206.792)</u>	<u>(2.282.109)</u>	<u>(1.602.586)</u>
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	9	1.227.254	1.746.027	1.227.254	1.746.027
Pagamentos de financiamentos		-	(1.043.520)	-	(1.043.520)
Pagamento de valores a pagar por aquisições	11	(233.413)	(398.712)	(233.413)	(398.712)
Exercício de opção de ações	15	148	1.207	148	1.207
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	15	(238.158)	(775.976)	(238.158)	(775.976)
Integralização de capital social subscrito	15	-	495	-	495
Caixa líquido da compra e venda de ações em tesouraria		(7.324)	(14.124)	(7.324)	(14.124)
Amortização de arrendamento mercantil - principal		<u>(32.218)</u>	<u>(26.760)</u>	<u>(36.887)</u>	<u>(33.574)</u>
Variação do caixa resultante das atividades de financiamento		<u>716.289</u>	<u>(511.363)</u>	<u>711.620</u>	<u>(518.177)</u>
VARIAÇÃO DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(87.207)</u>	<u>148.648</u>	<u>(66.040)</u>	<u>98.364</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	4	259.482	110.834	295.548	197.184
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	4	<u>172.275</u>	<u>259.482</u>	<u>229.508</u>	<u>295.548</u>
VARIAÇÃO DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(87.207)</u>	<u>148.648</u>	<u>(66.040)</u>	<u>98.364</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Receitas:					
Receita de contrato com cliente	18	3.218.728	3.417.353	3.709.684	3.836.743
Outras Receitas		64.136	62.040	38.863	42.205
Total das receitas		3.282.864	3.479.393	3.748.547	3.878.948
INSUMOS E SERVIÇOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS					
Matérias-primas e produtos para revenda		(104.707)	(45.122)	(104.707)	(45.133)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(1.136.066)	(965.012)	(1.209.409)	(1.076.768)
Total de insumos adquiridos de terceiros		(1.240.773)	(1.010.134)	(1.314.116)	(1.121.901)
Depreciação, amortização e depleção	19	(538.941)	(508.275)	(721.077)	(694.816)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO		1.503.150	1.960.984	1.713.354	2.062.231
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA					
Receitas financeiras		465.077	244.832	536.376	289.862
Resultado Equivalência patrimonial	6	87.764	106.855	-	-
Total do valor adicionado recebido em transferência		552.841	351.687	536.376	289.862
Valor adicionado total a distribuir		2.055.991	2.312.671	2.249.730	2.352.093
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		142.468	255.796	144.749	267.861
Benefícios		90.243	99.545	92.863	103.217
FGTS		10.428	15.611	10.754	16.134
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		335.449	190.194	382.425	187.981
Estaduais		204.054	212.213	205.747	188.401
Municipais		1.701	3.407	1.701	3.417
Remuneração do capital de terceiros:					
Aluguéis		55.247	42.772	63.684	48.265
Royalties	19	184.024	186.893	227.694	224.642
Juros		394.025	868.742	481.761	874.677
Remuneração do capital próprio:					
Dividendos e juros sobre capital próprio	15	263.400	353.059	263.400	353.059
Lucros retidos do período		374.952	84.439	374.952	84.439
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO		2.055.991	2.312.671	2.249.730	2.352.093

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



1. INFORMAÇÕES GERAIS

A PetroReconcavo S.A. (“Companhia”, “PetroReconcavo” ou “Controladora”) é uma sociedade anônima de capital aberto com sede em Mata de São João, Bahia, listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e atua na operação e produção de campos maduros de petróleo, gás natural e seus subprodutos no Brasil. Em operação desde fevereiro de 2000, a Companhia não possui um acionista ou grupo controlador.

A PetroReconcavo é controladora da empresa SPE Tiêta Ltda. (“SPE Tiêta”) (em conjunto com a PetroReconcavo denominada “Grupo”). O Grupo é, atualmente, concessionário de 58 campos distribuídos entre os estados da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte e atua em 14 deles na modalidade de consórcio.

1.1 SPE Tiêta Ltda.

A SPE Tiêta Ltda. (“SPE Tiêta”) é uma sociedade por cotas de responsabilidade limitada, com prazo de duração indeterminado, constituída em 18 de setembro de 2009, com sede em Salvador. A SPE Tiêta possui a concessão para a exploração e produção dos campos de Tiê e Tartaruga, a última operada na modalidade de consórcio.

2. BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Declaração de conformidade e aprovação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas e estão sendo preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os pronunciamentos, as orientações e as interpretações técnicas emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC e em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

A Administração tem, na data de aprovação das demonstrações financeiras, expectativa razoável de que o Grupo possui recursos adequados para sua continuidade operacional no futuro próximo. Portanto, ela continua a adotar a base contábil de continuidade operacional na elaboração das demonstrações financeiras. A Administração realiza a gestão dos ativos e do caixa do grupo de forma unificada.

A Administração da Companhia autorizou a emissão das presentes demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 18 de março de 2026.

2.2 Base de elaboração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto se informado de outra forma (ver nota explicativa nº 21), conforme descrito nas políticas contábeis materiais.

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação organizada entre participantes do mercado na data de mensuração, independentemente de esse preço ser diretamente observável ou estimado usando outra técnica de avaliação. Ao estimar o valor justo de um ativo ou passivo, o Grupo leva em consideração as características do ativo ou passivo no caso de os participantes do mercado levarem essas características em consideração na precificação do ativo ou passivo na data de mensuração. O valor justo para fins de mensuração e/ou divulgação nestas demonstrações financeiras individuais e

consolidadas é determinado nessa base, exceto por operações de pagamento baseadas em ações que estão inseridas no escopo da IFRS 2 (CPC 10 (R1)), operações de arrendamento mercantil que estão inseridas no escopo da IFRS16 (CPC 06 (R2)) – Arrendamentos e mensurações que tenham algumas similaridades ao valor justo, mas não sejam valor justo, como valor líquido a realizar mencionado na IAS 2 (CPC 16 (R1)) – Estoques ou valor em uso na IAS 36 (CPC 01 (R1)) – Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

2.3 Bases de consolidação e investimentos em controladas

A Companhia consolida todas as investidas sobre as quais detém o controle, isto é, quando está exposta ou tem direitos a retornos variáveis de seu envolvimento com a investida, tem poder e a capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras da controlada são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial, e todas as transações entre as partes são eliminadas integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

2.4 Moeda funcional e conversão de moedas estrangeiras

A Administração da Companhia definiu a moeda corrente do Brasil, o real (R\$), como “Moeda Funcional” para a Companhia e para sua controlada, uma vez que esta é a moeda corrente no ambiente primário em que o Grupo está inserido. O real é, também, a moeda de apresentação destas demonstrações financeiras. Os valores apresentados nessa demonstração financeira estão expressos em milhares de reais, exceto quando informado diferente.

As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data da transação. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são reconvertidos à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data do balanço e os ganhos e perdas cambiais são registrados no resultado financeiro.

2.5 Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista nem obrigatória conforme as IFRSs. A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 (R1) – Demonstração do Valor Adicionado.

2.6 Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos no balanço patrimonial do Grupo quando esse for parte das disposições contratuais dos instrumentos. Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo por meio do resultado) são acrescidos ao ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, no reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

Todas as compras ou vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas e baixadas na data da negociação. As compras ou vendas regulares correspondem a compras ou vendas de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

Todos os ativos financeiros reconhecidos são subsequentemente mensurados na sua totalidade ao custo amortizado ou ao valor justo, dependendo da classificação dos ativos financeiros.

Todos os passivos financeiros são subsequentemente mensurados ao custo amortizado pelo método da taxa de juros efetiva ou ao valor justo por meio do resultado.

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia operou instrumentos financeiros classificados como ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado (nota explicativa nº 21).

2.7 Políticas contábeis materiais

As políticas contábeis materiais da Companhia são consistentes com as adotadas e divulgadas no exercício anterior. Para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras, essas políticas são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações.

2.8 Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2025

O Grupo decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas ainda não estejam vigentes. As seguintes normas foram revisadas ou propostas pelo IASB:

Norma	Alterações
Alterações ao CPC 02 (R2) – Efeitos nas Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis e CPC 37 (R1) – Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade	Para os períodos anuais de reporte com início em ou após 1º de janeiro de 2025, O Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), emitiu a Revisão de Pronunciamentos Técnicos CPC 27, que contempla alterações trazidas pelo <i>Lack of Exchangeability</i> emitido pelo IASB, com alterações no Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2) - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis e no CPC 37 (R1) - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade. Esta mudança especifica como uma entidade deve avaliar se uma moeda é conversível e como deve determinar a taxa de câmbio à vista quando não houver convertibilidade. As alterações também exigem a divulgação de informações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras compreender como a falta de convertibilidade de uma moeda em outra afeta, ou se espera que afete, o desempenho financeiro, a posição financeira e os fluxos de caixa da entidade. As alterações não tiveram impacto material sobre as demonstrações financeiras do Grupo.
Alterações ao CPC 18 (R3) – Investimento em Coligadas, em Controlada e Empreendimento Controlado em Conjunto e a ICPC 09 – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial	As alterações vigoram para períodos de demonstrações financeiras que se iniciam em ou após 1º de janeiro de 2025. Em setembro de 2024, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) emitiu alterações ao Pronunciamento Técnico CPC 18 (R3) e à Interpretação Técnica ICPC 09 (R3), com o objetivo de alinhar as normativas contábeis brasileiras com os padrões internacionais emitidos pelo IASB. A atualização do Pronunciamento Técnico CPC

18 contempla a aplicação do método da equivalência patrimonial (MEP) para a mensuração de investimentos em controladas nas Demonstrações Contábeis Individuais, refletindo a alteração nas normas internacionais que agora permitem essa prática nas Demonstrações Contábeis Separadas. Essa convergência harmoniza as práticas contábeis adotadas no Brasil com as internacionais, sem gerar impactos materiais em relação à norma atualmente vigente, concentrando-se apenas em ajustes de redação e na atualização das referências normativas. As alterações não tiveram impacto material sobre as demonstrações financeiras do Grupo.

2.9 Normas emitidas, mas ainda não vigentes

Norma	Alterações
IFRS 18	Apresentação e Divulgações nas Demonstrações Financeiras
IFRS 19	Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações
IFRS 9 e IFRS 7	Alterações à Classificação e Mensuração de Instrumentos Financeiros
IFRS 9 e IFRS 7	Contratos Referenciados a Eletricidade Dependente de Condições Naturais

A Administração não espera que a adoção das normas listadas acima tenha um impacto relevante sobre as demonstrações financeiras do Grupo em períodos futuros, exceto se indicado a seguir:

2.9.1 IFRS 18 – Apresentação e Divulgações nas Demonstrações Financeiras

A IFRS 18 substitui a IAS 1 – Apresentação das Demonstrações Financeiras, transportando diversas das exigências na IAS 1 não alteradas e complementando-as com as novas exigências. Além disso, alguns parágrafos da IAS 1 foram movidos para a IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e IFRS 7 – Instrumentos Financeiros: Divulgações. O IASB, também implementou pequenas alterações na IAS 7 – Demonstração do Fluxo de Caixa e IAS 33 – Lucro por Ação.

A IFRS 18 introduziu novas exigências para:

- Apresentar categorias específicas e subtotais definidos na demonstração do resultado;
- Apresentar divulgações sobre as medidas de desempenho definidas pela Administração (MPMs) nas notas explicativas às demonstrações financeiras;
- Melhorias vinculadas aos requisitos de agregação e desagregação de informações.

A entidade deve aplicar a IFRS 18 para períodos de relatório anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, sendo permitida a adoção antecipada. As alterações à IAS 7 e IAS 33, bem como a IAS 8 e IFRS 7 revisadas, entram em vigor quando a entidade aplicar a IFRS 18. A IFRS 18 exige aplicação retrospectiva com disposições de transição específicas.

3. USO DE ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CRÍTICOS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revistas de maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As informações sobre incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuam um risco significativo de resultar em um ajuste material dentro do próximo exercício estão relacionadas, principalmente, aos seguintes aspectos: determinação do volume de reservas de petróleo e gás para mensuração da depleção; de taxas de desconto a valor presente utilizados na mensuração da provisão para abandono de poços; perda por “*impairment*”; imposto de renda e contribuição social diferidos; valor justo das ações registradas nos planos de pagamentos baseado em ações e valor justo dos instrumentos financeiros derivativos, as quais, apesar de refletirem o julgamento da melhor estimativa possível por parte da Administração do Grupo, relacionadas à probabilidade de eventos futuros, podem eventualmente apresentar variações em relação aos dados e valores reais.

3.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

O Grupo reconhece ativos e passivos diferidos com base nas diferenças entre o valor contábil apresentado nas demonstrações financeiras e a base tributária dos ativos e passivos utilizando as alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo. O Grupo revisa regularmente os impostos diferidos ativos em termos de possibilidade de recuperação, considerando-se o lucro histórico gerado e o lucro tributável futuro projetado, de acordo com um estudo de viabilidade técnica.

3.2 Determinação do volume de reservas de petróleo e gás para mensuração da depleção

A depleção é calculada pelo método de unidades produzidas (“MUP”) que consiste, de forma simplificada, na aplicação da taxa correspondente à relação entre o volume de óleo e gás produzido e o volume de reservas remanescentes ao custo residual de cada grupo de campos produtores de petróleo e gás. Anualmente, o Grupo revisa o volume das reservas remanescentes totais de petróleo e gás.

3.3 Provisão para abandono de poços

Os gastos representativos de fechamento de poços e instalações decorrentes da finalização das atividades estão registrados a valor presente como provisão para abandono de poços. As obrigações consistem principalmente em custos associados com encerramento de atividades, desmobilização e recuperação de áreas degradadas.

As principais premissas para constituição e atualização da provisão para abandono de poço são:

- Os custos com abandono de poços e desmantelamento de áreas são registrados como parte dos custos desses ativos em contrapartida à provisão que suportará tais gastos; e
- As estimativas dos custos com abandono são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, que são em sua maioria realizadas em reais, descontadas a uma taxa de desconto livre de risco. Foi utilizada uma taxa de desconto nominal de 10,56% a.a. e uma inflação de 3,56% a.a., para o exercício de 2025 (2024, 10,92% a.a. e 3,66% a.a., respectivamente).

As estimativas de custos com abandono são revistas anualmente, com a consequente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos já contabilizados. As revisões anuais da vida útil dos campos são feitas com base nas estimativas de reservas, que são revisadas anualmente pelo Grupo. Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que:

- As obrigações ocorrerão, em sua maioria, no longo prazo;
- Os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando da remoção e restauração efetivas; e
- As tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

Com base no exposto acima, a Administração da Companhia entende que os montantes provisionados são suficientes para cobrir os custos esperados com abandono de poços.

3.4 “Impairment”

Anualmente, a Administração revisa o valor contábil dos ativos de vida longa, principalmente o imobilizado e intangíveis de vida útil definida a serem mantidos e utilizados nas operações da Companhia, com o objetivo de determinar e avaliar sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos não poderá ser recuperado.

São realizadas análises para identificar as circunstâncias que possam exigir a avaliação da recuperabilidade dos ativos de vida longa e medir a taxa potencial de deterioração. Os ativos são agrupados e avaliados segundo a possível deterioração, com base nos fluxos futuros de caixa projetados descontados de cada unidade geradora de caixa (grupo de campos produtores de petróleo e gás), durante a vida remanescente estimada dos ativos, conforme o surgimento de novos acontecimentos ou novas circunstâncias. Nesse caso, uma perda seria reconhecida com base no montante pelo qual o valor contábil excede o valor provável de recuperação de um ativo de vida longa.

A Companhia define Unidade Geradora de Caixa (“UGCs”) como um conjunto campos produtores de petróleo e gás e no momento possui seis UGCs.

O valor provável de recuperação é determinado como sendo o maior valor entre:

- O valor de venda estimado dos ativos menos os custos estimados para venda; e
- O valor em uso, determinado pelo valor presente esperado dos fluxos de caixa futuros do ativo ou da unidade geradora de caixa.

Anualmente, o grupo analisa indicativos de eventuais perdas (*Impairment*) na recuperabilidade dos investimentos para incremento de produção e perfuração de poços. Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, a Companhia não identificou indicativos de *Impairment* para seus ativos.

3.5 Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

Derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que os contratos de derivativos são celebrados e são subsequentemente remensurados ao seu valor justo no final de cada período e relatório. As informações relacionadas ao tema estão apresentadas na nota explicativa nº 21.

3.6 Valor justo das ações registradas nos planos de pagamentos baseados em ações

O valor justo dos pagamentos baseados em ações na data da outorga é mensurado com base nos preços de mercado, se disponíveis, levando em consideração os termos e condições sob os quais os instrumentos patrimoniais foram outorgados. Outras informações sobre as premissas adotadas e o modelo de precificação utilizado, quando aplicável, estão detalhados na nota explicativa nº 15.7.

A classificação dos pagamentos baseados em ações em contrapartida de reservas de capital, ou como um passivo, depende da forma de liquidação dessa obrigação; entrega de ações ou em caixa. Essa avaliação inclui julgamento que reflete todas as evidências relevantes, incluindo o histórico de

liquidação desse tipo de instrumento. Após essa avaliação, a Administração concluiu que as despesas relativas à entrega das ações diferidas devem ser reconhecidas em contrapartida de reservas de capital, considerando a capacidade e a intenção da Administração da Companhia de efetuar essa liquidação com entrega de ações. Adicionalmente, os encargos trabalhistas são reconhecidos como provisão no passivo da Companhia.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Política contábil material

São representados por depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

4.1 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Bancos conta movimento	1.174	2.245	1.339	2.659
Aplicações financeiras	171.101	257.237	228.169	292.889
Total	172.275	259.482	229.508	295.548

As aplicações referem-se a operações de renda fixa (Compromissadas de Terceiros e CDB – Certificado de Depósito Bancário), indexados de 89% a 101,5% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) (89% a 102% do CDI em 2024) mantidas com bancos de primeira linha que possuem *rating* brAAA, (ou similares) baseados em, pelo menos, uma das três agências de *rating* mais renomadas do mundo (S&P, Fitch ou Moody's). A Companhia e sua controlada podem resgatar imediatamente essas aplicações sem ônus ou restrição e seus valores de mercado não diferem dos valores registrados contabilmente.

4.2 Aplicações Financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Aplicações financeiras	1.200.608	522.269	1.400.532	777.903
Total	1.200.608	522.269	1.400.532	777.903
Total circulante	1.195.586	506.305	1.395.510	761.939
Total não circulante	5.022	15.964	5.022	15.964

As aplicações financeiras referem-se, principalmente, a investimentos em fundos cambiais e fundos exclusivos com investimentos em produtos atrelados à cotação do dólar norte-americano, como *US Treasuries* e *Time Deposits*. A Administração optou por investir parte dos recursos neste tipo de investimento como forma de se proteger da variação cambial, tendo em vista que a Companhia contratou *SWAPS* (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar as emissões das debêntures.

Esses recursos estão divididos entre quatro instituições financeiras, que possuem boas avaliações de *rating*. No exercício de 2025, os fundos cambiais apresentaram variação negativa média de 6,38% (2024, positiva de 35,05%), enquanto o "Dólar Ptax" apresentou a variação negativa de 11,14% (2024, positiva de 27,89%).

5. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Política contábil material

As contas a receber estão classificadas como ativos financeiros na categoria de custo amortizado. Estão registrados pelos seus valores nominais acrescidos, quando aplicável, de encargos e taxas de juros contratuais, cuja apropriação das despesas e receitas é reconhecida ao resultado do exercício.

As perdas de crédito esperadas sobre as contas a receber de clientes foram estimadas com base em uma análise individualizada por contrato, na experiência de inadimplência passada do devedor, na posição financeira atual do devedor (ajustada com base em fatores específicos), nas condições econômicas gerais do setor no qual os devedores operam e em uma avaliação do curso atual e projetado das negociações na data de relatório.

5.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Petróleo	119.350	197.818	130.349	243.016
Gás e subprodutos	117.786	119.787	117.935	120.304
Prestação de Serviços	14.997	3	14.997	3
Subtotal	252.133	317.608	263.281	363.323
Outros, líquidos de perdas (i)	55.917	55.917	55.917	55.917
Total contas a receber	308.050	373.525	319.198	419.240
Total Circulante	242.819	315.380	253.967	361.095
Total Não circulante	65.231	58.145	65.231	58.145

(i) A Companhia se encontra em discussões acerca de créditos oriundos de transações ocorridas em contratos de compra e venda de gás natural durante o exercício de 2022. Como consequência dessas discussões, os montantes estão classificados no ativo não circulante e foi reconhecida uma provisão redutora do contas a receber no montante de R\$70.711, que reflete a melhor estimativa da Administração para a realização desses créditos em 31 de dezembro de 2025.

As faturas são emitidas contra os clientes com um prazo médio de vencimento de 30 a 60 dias. Para o exercício de 2025, o prazo médio de recebimento do contas a receber foi de 36 dias (em 2024, 46 dias), prazo esse considerado como parte das condições comerciais normais e inerentes das operações da Companhia.

5.2 Aging do Contas a receber

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
A vencer (i)	242.091	303.349	252.793	346.553
Vencidos:				
Até 3 meses	674	10.400	1.120	10.400
De 3 a 6 meses	-	3.332	-	5.843
De 6 a 12 meses	54	-	54	-
A partir de 12 meses	9.314	527	9.314	527

Total	252.133	317.608	263.281	363.323
-------	---------	---------	---------	---------

(i) O saldo em aberto possui valores a vencer oriundos de receitas contratuais faturadas e a faturar.

6. INVESTIMENTOS

Política contábil material

a) Investimentos em controladas

A Companhia reconhece todos os seus investimentos através do método de equivalência patrimonial, e todas as transações entre as partes são eliminadas integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

6.1 Composição

Investida	Data-base	Participação %	Capital social	Ativo	Passivo	PL
SPE Tiêta	31/12/2023	100	630.165	879.674	76.284	803.390
SPE Tiêta	31/12/2024	100	630.165	946.199	130.407	815.792

6.2 Movimentação

Movimentação	SPE Tiêta
	(ii)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	790.258
Equivalência patrimonial (i)	106.855
Saldos em 31 de dezembro de 2024	897.113
Equivalência patrimonial (i)	87.764
Distribuição de dividendos	(137.771)
Saldos em 31 de dezembro de 2025	847.106

(i) O valor apresentado da equivalência patrimonial é líquido da amortização da mais valia de ativos da SPE Tiêta no montante de R\$ 37.602 (Em 2024, R\$ 43.144).

(ii) O valor do patrimônio líquido da Controlada compõe o investimento da Companhia em conjunto com a mais valia e a sua amortização acumulada.

7. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

Política contábil material

a) Imobilizado

- Máquinas e equipamentos e Outros:

Essas rubricas estão demonstradas ao valor de custo, deduzidas de depreciação e perda por redução ao valor recuperável acumuladas, quando aplicável.

A depreciação desses ativos é feita com base na sua vida útil e, com a exceção de terrenos, inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados.

- Imobilizado em andamento:

Essa rubrica é reconhecida pelo custo e não é depreciada. É classificada nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido.

- Direito de produção de óleo e gás:

Representa o custo de aquisição das concessões para a exploração dos campos de petróleo e gás. É depletada com base no método das unidades produzidas descrito na nota explicativa nº 3.

- Desenvolvimento de campos e Blocos exploratórios:

Referem-se aos gastos com desenvolvimento de reservas provadas para produção de petróleo e gás e com prospecção de reservas economicamente viáveis, respectivamente. São registrados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos, que determina que os custos para incremento de produção e os custos de perfuração de poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados.

Os custos com blocos exploratórios são mantidos nesse grupo até a determinação da sua viabilidade econômica. Caso sejam considerados não comerciais, os valores são registrados no resultado.

A rubrica desenvolvimento de campos é depletada com base no método das unidades produzidas, descrito na nota explicativa nº 3. Para o custo de aquisição são consideradas as reservas provadas (1P), enquanto, para os custos com desenvolvimento, são consideradas as reservas Provadas Desenvolvidas em Produção (PDP). O grupo de Blocos exploratórios não é depletado.

- Abandono de poços:

Representa a estimativa dos custos com abandono que são contabilizados levando-se em conta o valor presente dessas obrigações de pagamentos futuros (ver nota explicativa nº 13 e nº 3.3). É depletado com base no método das unidades produzidas descrito na nota explicativa nº 3.

- Almoxarifado de inversões fixas:

Representam os equipamentos e materiais que serão utilizados para incremento da produção e de reservas. As baixas ocorridas nessa rubrica representam materiais utilizados em atividades de reparo e manutenção, e são reconhecidas no custo dos produtos vendidos. Essa rubrica não está sujeita a depreciação.

A vida útil estimada, os valores residuais e os métodos de depreciação são revisados no final da data do balanço patrimonial e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Um item do imobilizado é baixado na data de sua alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado.

b) Intangível

Ativos intangíveis (*softwares*) com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzidos da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas, quando aplicável.

A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

7.1 Composição e movimentação

Controladora	31/12/2023	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências	UPGN Guararé	31/12/2025
Imobilizado										
								(a)		
Máquinas e equipamentos	229.765	2.151	(5.714)	82.855	309.057	98	-	122.333	284.999	716.487
UPGN Guararé (i)	-	-	-	-	-	312.790	-	36.849	(349.639)	-
Imobilizados em andamento	79.766	124.729	(252)	(63.260)	140.983	88.383	(9.212)	(161.576)	9.841	68.419
Direito de produção de óleo e gás (iii)	2.894.154	-	-	-	2.894.154	-	(42.199)	-	-	2.851.955
Desenvolvimento de campos	2.508.212	481.702	(33.813)	199.248	3.155.349	902.333	(4.167)	(35.054)	-	4.018.461
Blocos exploratórios (iii)	9.303	241	-	-	9.544	9	-	-	-	9.553
Abandono de poço	142.706	-	(69.134)	-	73.572	8.383	(8.128)	-	-	73.827
Almoxarifado para inversões fixas	550.379	396.972	(294.802)	(187.922)	464.627	161.135	(150.579)	(39.941)	-	435.242
Adiantamentos	53.421	27.577	(4.303)	(34.445)	42.250	30.469	(7.214)	(49.828)	-	15.677
Outros	106.005	7.607	(15.332)	3.477	101.757	733	(300)	47.577	46.230	195.997
Total	6.573.711	1.040.979	(423.350)	(47)	7.191.293	1.504.333	(221.799)	(79.640)	(8.569)	8.385.618
Depreciação, amortização e depleção										
Máquinas e equipamentos	(34.807)	(29.185)	5.105	-	(58.887)	(38.872)	-	(1.652)	(4.322)	(103.733)
Direito de produção de óleo e gás (iii)	(586.522)	(152.340)	-	-	(738.862)	(131.327)	17.884	1.325	-	(850.980)
Desenvolvimento de campos	(1.100.689)	(278.492)	-	-	(1.379.181)	(306.122)	1.830	(66.016)	-	(1.749.489)
Abandono de poço	(31.960)	(7.437)	-	-	(39.397)	(1.156)	3.875	2	-	(36.676)
Outros	(28.094)	(10.293)	10.870	-	(27.517)	(13.895)	-	3.454	(1.074)	(39.032)
Total	(1.782.072)	(477.747)	15.975	-	(2.243.844)	(491.372)	23.589	(62.887)	(5.396)	(2.779.910)
Intangível										
Software	24.664	7.206	-	47	31.917	3.639	-	67.878	8.570	112.004
Amortização										
Software – amortização	(8.568)	(2.814)	-	-	(11.382)	(16.784)	-	(4)	(453)	(28.623)
Total do imobilizado e intangível	4.807.735	567.624	(407.375)	-	4.967.984	999.816	(198.210)	(74.653)	(5.848)	5.689.089

a) O saldo residual refere-se à transferência de créditos tributários e de itens de alto giro.

Consolidado	31/12/2023	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências	UPGN Guararé	31/12/2025
<u>Imobilizado</u>								(a)		
Máquinas e equipamentos	229.800	2.151	(5.714)	82.855	309.092	1.989	-	122.441	284.999	718.521
UPGN Guararé (i)	-	-	-	-	-	312.790	-	36.849	(349.639)	-
Imobilizados em andamento	79.766	124.987	(252)	(63.260)	141.241	88.691	(9.212)	(158.390)	9.841	72.171
Direito de produção de óleo e gás (ii)	2.973.528	-	-	-	2.973.528	-	(42.199)	-	-	2.931.329
Desenvolvimento de campos	3.397.198	582.589	(33.884)	234.339	4.180.242	1.006.863	(5.545)	5.116	-	5.186.676
Blocos exploratórios (iii)	19.796	241	-	-	20.037	120	-	-	-	20.157
Abandono de poço	150.277	-	(71.186)	-	79.091	8.340	(8.128)	-	-	79.303
Almoxarifado para inversões fixas	597.789	430.476	(303.122)	(222.505)	502.638	223.654	(166.296)	(82.345)	-	477.651
Adiantamentos	56.203	30.126	(5.157)	(34.953)	46.219	32.906	(8.051)	(52.655)	-	18.419
Outros	109.290	7.631	(15.332)	3.477	105.066	735	(300)	47.594	46.230	199.325
Total	7.613.647	1.178.201	(434.647)	(47)	8.357.154	1.676.088	(239.731)	(81.390)	(8.569)	9.703.552
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>										
Máquinas e equipamentos	(34.839)	(29.196)	5.105	-	(58.930)	(38.884)	-	(1.652)	(4.322)	(103.788)
Direito de produção de óleo e gás (ii)	(643.239)	(166.121)	-	-	(809.360)	(132.263)	17.884	1.325	-	(922.414)
Desenvolvimento de campos	(1.428.320)	(445.057)	-	-	(1.873.377)	(485.386)	1.830	(65.771)	-	(2.422.704)
Abandono de poço	(37.025)	(7.526)	-	-	(44.551)	(1.174)	3.875	2	-	(41.848)
Outros	(30.479)	(10.569)	10.870	-	(30.178)	(14.161)	-	3.456	(1.074)	(41.957)
Total	(2.173.902)	(658.469)	15.975	-	(2.816.396)	(671.868)	23.589	(62.640)	(5.396)	(3.532.711)
<u>Intangível</u>										
Software	25.702	7.206	-	47	32.955	3.639	-	67.878	8.570	113.042
<u>Amortização</u>										
Software – amortização	(9.558)	(2.841)	-	-	(12.399)	(16.802)	-	(4)	(453)	(29.658)
Total do imobilizado e intangível	5.455.889	524.097	(418.672)	-	5.561.314	991.057	(216.142)	(76.156)	(5.848)	6.254.225

a) O saldo residual refere-se à transferência de créditos tributários e de itens de alto giro.

- (i) No dia 30 de setembro de 2025 foi concluída a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural localizados no Estado do Rio Grande do Norte detidos pela 3R Potiguar S.A., subsidiária da Brava Energia S.A.

A partir da referida data a operação dos referidos ativos de *midstream* passa a ser regulada por um *Joint Operating Agreement* (JOA), sendo que a Brava permanecerá atuando como operadora dos ativos. Nos termos do acordo, cada consorciada reconhece a sua parcela proporcional de ativos, passivos, receitas e despesas relacionadas às atividades da operação conjunta. Essa contabilização está em conformidade com as disposições do CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto.

O valor total da transação foi de US\$ 65 milhões (R\$346.639 em 30 de setembro de 2025), dos quais: (i) 10% foram pagos na data de assinatura do Contrato de Compra e Venda (ii) 25% foram pagos pós aprovação da transação pelos órgãos reguladores brasileiros; (iii) 50% foram pagos no closing da transação, após o cumprimento das condições precedentes; (iv) 10% foram pagos após o protocolo junto ao órgão autorizativo e conclusão da emissão de certidão autorizativa de desmembramento da área da UPGN; e (v) 5% remanescentes serão pagos após a conclusão do processo de transferência imobiliária. Vide Nota Explicativa nº 11.

- (ii) A abertura do custo de aquisição por polos está apresentada abaixo:

Ativo	Polo	Valor
Bahia	Remanso	95.629
Bahia	Remanso BT-REC	1.248
Bahia	Miranga	1.247.506
Potiguar	Potiguar	1.507.572
Total Controladora		<u>2.851.955</u>
Bahia/Sergipe	Tiêta	79.374
Total Consolidado		<u>2.931.329</u>

- (iii) Blocos exploratórios dizem respeito a investimentos feitos em face a compromissos firmados com a ANP de explorar hidrocarbonetos em uma determinada região (ver nota explicativa nº 17).

7.2 Tempo de vida útil estimada

Ativo	Taxa a.a.	Vida útil
Máquinas e equipamentos	10%	10
Direito de produção de óleo e gás (i)	M.U.P.	-
Desenvolvimento de campos (i)	M.U.P.	-
Abandono de poço (i)	M.U.P.	-
Bloco exploratório	N/A	-
Outros	4% - 25%	7
Software	20%	5

(i) Os itens em questão são depreciados com base no método das unidades produzidas (M.U.P).

7.3 Bens dados em garantia

A Companhia possui uma sonda de perfuração terrestre dada em garantia do processo de execução fiscal nº 0000566-44.2011.805.0164.

7.4 Farm-Out Mandacaru Energia

No dia 10 de outubro de 2025, foi concluída a transação de farm-out (“Transação”) com a Mandacaru Energia S.A. (“Mandacaru”), referente à venda de 50% de sua participação e transferência da operação em sete concessões até então detidas pela Companhia. As concessões estão localizadas no Rio Grande do Norte, sendo elas: Acauã, Baixa do Algodão, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Pajeú, Rio Mossoró e Três Marias.

A Transação, no valor total de US\$ 5 milhões, foi estruturada com o pagamento de 20% na data do fechamento, 15% a serem pagos seis meses após esta data e o saldo remanescente de 65% do montante total será destinado ao longo de até dois anos na forma de investimentos voltados ao desenvolvimento da produção das concessões.

Com o fechamento da Transação, a Mandacaru assumiu a operação das concessões, tendo as partes negociado a constituição de um consórcio e um *Joint Operating Agreement*, que regula as operações conjuntas entre as duas empresas.

A Companhia analisou a transação à luz do CPC 31 e aplicou como política contábil manter os ativos da transação em seu imobilizado. Essa decisão foi baseada na ausência de interpretação ou orientação específica para transação que não envolve a perda de controle, uma vez que a operação será administrada por meio de uma *joint operation* com controle compartilhado.

8. FORNECEDORES

Política contábil material

Os fornecedores são passivos financeiros classificados na categoria de custo amortizado. Estão registrados pelos seus valores nominais acrescidos, quando aplicável, de encargos e taxas de juros contratuais, cuja apropriação das despesas e receitas é reconhecida ao resultado do exercício. Os montantes em moeda estrangeira são convertidos para Real pela cotação da data de fechamento.

8.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Fornecedores em moeda nacional	372.314	391.412	384.029	424.450
Fornecedores em moeda estrangeira	6.211	2.778	7.299	2.863
Partes relacionadas (nota explicativa nº 16)	7.624	5.369	5.027	2.273
Total	386.149	399.559	396.355	429.586
Total circulante	255.673	269.083	265.879	299.110
Total não circulante	130.476	130.476	130.476	130.476

Os valores alocados no passivo não circulante dizem respeito a títulos de fornecedores em disputa cuja previsão de pagamento excede 12 meses.

9. DEBÊNTURES

Política contábil material

As debêntures são passivos financeiros classificadas na categoria de custo amortizado. Estão registradas pelos seus valores nominais acrescidos de encargos e taxas de juros contratuais, cuja apropriação das despesas e receitas é reconhecida ao resultado do exercício.

9.1 Composição

Composição	Controladora e Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
1ª Emissão - Série 1	811.874	777.481
1ª Emissão - Série 2	381.973	381.789
1ª Emissão - Custos a amortizar 1	(25.185)	(29.724)
2ª Emissão	670.449	664.190
2ª Emissão - Custos a amortizar 2	(1.083)	(1.415)
3ª Emissão	539.217	-
3ª Emissão - Custos a amortizar 3	(2.460)	-
4ª Emissão - Série 1	225.208	-
4ª Emissão - Série 2	525.492	-
4ª Emissão - Custos a amortizar 4	(20.469)	-
Total	3.105.016	1.792.321
Total circulante	64.914	20.907
Total não circulante	3.040.102	1.771.414

9.2 Movimentação

Movimentação	Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-
<u>Efeito caixa</u>	
Adições, líquidas dos custos de captação	1.746.027
Juros pagos	(47.782)
<u>Efeito não caixa</u>	
Juros provisionados	73.650
Atualização monetária	20.426
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.792.321
<u>Efeito caixa</u>	
Adições, líquidas dos custos de captação	1.227.254
Juros pagos	(195.602)
<u>Efeito não caixa</u>	
Juros provisionados	242.192
Amortização do custo de captação	4.688
Atualização monetária	34.163
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.105.016

Não circulante	Controladora e Consolidado
2028	308.537
2029	710.737
2030	553.048
2031	817.695
2032 em diante	650.085
Total	3.040.102

- 1ª Emissão de debêntures

Em 04 de junho de 2024, ocorreu a liquidação da primeira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária, para distribuição pública, sob o rito de registro automático de distribuição perante a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), com dispensa de análise prévia, nos termos da Resolução CVM 160, de 13 de julho de 2022, destinada exclusivamente a investidores profissionais.

O valor total de emissão foi de R\$ 1.129.500 tendo sido emitidas (i) 753.000 Debêntures da 1ª série; e (ii) 376.500 Debêntures da 2ª série.

As Debêntures da 1ª Série e as Debêntures da 2ª Série têm prazo de vencimento de 2.551 dias, contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2031.

O principal da 1ª Série é atualizado pelo IPCA e tem uma taxa de juros fixa associada de 7,32%, enquanto a 2ª Série está associada a uma taxa de juros fixa de 12,88%. As Debêntures contam com o incentivo previsto no artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, conforme alterada, do artigo 2º, inciso I, combinado com os artigos 18 e 19, todos do Decreto Presidencial nº 11.964, de 26 de março de 2024 tendo em vista o enquadramento dos projetos de infraestrutura descritos no “Instrumento Particular de Escritura da 1ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em 2 Séries, para Distribuição Pública (“Projetos”), sob o Rito de Registro Automático de Distribuição, da PetroReconcavo S.A. (“Escritura de Emissão”) como prioritários pelo Ministério de Minas e Energia.”

Os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures devem ser utilizados exclusivamente para o (i) pagamento futuro e/ou (ii) reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionados à implantação dos Projetos, desde que o pagamento dos referidos gastos, despesas e/ou dívidas passíveis de reembolso tenham ocorrido em prazo igual ou inferior a 24 meses da data de encerramento da Oferta.

Além disso, a Companhia contratou contratos de *SWAP* cambial com o objetivo de dolarizar a emissão. Dessa forma, a emissão, em conjunto com os instrumentos derivativos, resultou em um custo médio dolarizado de aproximadamente 7,05% ao ano e “*duration*” aproximado de 5,1 anos.

Para obtenção dos recursos supramencionados, a Companhia gastou R\$ 31.930 com comissões bancárias, custos com advogados e taxas diversas. Todos esses custos foram alocados em uma conta redutora do passivo e serão apropriados ao resultado seguindo a duração das debêntures emitidas.

- 2ª Emissão de debêntures

Em 11 de outubro de 2024, ocorreu a liquidação da segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em uma série, sob o rito de registro automático perante a CVM, com dispensa de análise prévia, nos termos da Resolução CVM 160, destinada exclusivamente a investidores profissionais.

No âmbito da Oferta, foram emitidas 650.000 (seiscentos e cinquenta mil) Debêntures, com valor nominal de R\$ 1 (mil reais), perfazendo assim o valor total de emissão de R\$ 650.000 na data de sua emissão. As Debêntures têm prazo de vencimento de 1.830 dias da data de sua emissão, com vencimento em 15 de outubro de 2029.

Os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures devem ser utilizados exclusivamente para (i) o pagamento de dívida sindicalizada, nos termos da Lei n.º 4.131, de 3 de setembro de 1962, entre a Emissora, o Itaú Unibanco S.A. Miami Branch, o Banco Santander S.A. Luxemboug Branch e o Banco Safra S.A. Luxembourg Branch, constituída em 6 de setembro de 2022, no valor de US\$126.000; e (ii) após a destinação destes nos termos do item (i) acima, foram

destinados para reforço de caixa, investimentos em capital de giro, despesas operacionais e demais atividades relacionadas à condução regular dos negócios da Emissora, incluindo, mas não se limitando, a investimentos em expansão, modernização e potenciais avaliações e oportunidades para aquisição de ativos.

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 6,16% ao ano e “*duration*” aproximada de 3,75 anos, ver nota explicativa nº 14.

Para obtenção dos recursos supramencionados, a Companhia gastou R\$1.479 com comissões bancárias, custos com advogados e taxas diversas. Todos esses custos foram alocados em uma conta redutora do passivo e serão apropriados ao resultado seguindo a duração das debêntures emitidas.

- 3ª Emissão de debêntures

Em 4 de julho de 2025, ocorreu a liquidação da terceira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em uma série, sob o rito de registro automático perante à CVM, com dispensa de análise prévia, nos termos da Resolução CVM 160, destinada exclusivamente a investidores profissionais.

No âmbito da Oferta, foram emitidas 500.000 (quinhentas mil) Debêntures, com valor nominal de R\$ 1 (mil reais), perfazendo assim o valor total de emissão de R\$ 500.000 na data de sua emissão. As Debêntures têm prazo de vencimento de 7 anos da data de sua emissão, com vencimento em 04 de julho de 2032.

Os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures devem ser utilizados para reforço de caixa, investimentos em capital de giro, despesas operacionais e demais atividades relacionadas à condução regular dos negócios da Emissora, incluindo, mas não se limitando, a investimentos em expansão, modernização e aquisição de ativos.

Além disso, a Companhia contratou *SWAPS* (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar a Emissão. Dessa forma, a Emissão, em conjunto com os instrumentos derivativos, resultará em um custo médio dolarizado de 5,66% ao ano e “*duration*” aproximada de 5,2 anos.

Para obtenção dos recursos supramencionados, a Companhia gastou R\$ 2.263 com comissões bancárias, custos com advogados e taxas diversas. Todos esses custos foram alocados em uma conta redutora do passivo e serão apropriados ao resultado seguindo a duração das debêntures emitidas.

- 4ª Emissão de debêntures

Em 18 de dezembro de 2025, ocorreu a liquidação da quarta emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária, para distribuição pública, sob o rito de registro automático de distribuição perante a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), com dispensa de análise prévia, nos termos da Resolução CVM 160, de 13 de julho de 2022, destinada exclusivamente a investidores profissionais.

O valor total de emissão foi de R\$ 750.000 tendo sido emitidas (i) 525.000 Debêntures da 1ª série; e (ii) 225.500 Debêntures da 2ª série.

As Debêntures da 1ª Série e as Debêntures da 2ª Série têm prazo de vencimento em 15 de dezembro de 2032 e 15 de dezembro de 2035, respectivamente.

O principal da 1ª Série e 2ª Série são atualizados pelo IPCA e tem uma taxa de juros fixa associada de 7,40%. As Debêntures contam com o incentivo previsto no artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, conforme alterada, e no Decreto n.º 11.964, de 26 de março de 2024, conforme alterado, ou de normas posteriores que as alterem, substituam ou complementem, tendo em vista o enquadramento automático do projeto de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural associado dos campos dos quais a Companhia é concessionária, como projeto prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.

Os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures serão destinados ao reforço de caixa para pagamento futuro ou no reembolso de gastos, despesas ou dívidas, inclusive das despesas de capital, relacionados ao Projeto, sendo certo que, no caso das despesas já incorridas, referidos recursos serão integralmente alocados no reembolso de despesas, dívidas ou gastos relacionados ao Projeto que ocorreu em prazo igual ou inferior a 36 meses contados da data de encerramento da Oferta.

Além disso, no que se refere à primeira série desta emissão, a Companhia contratou contratos de SWAP cambial com o objetivo de dolarizar a emissão. Dessa forma, a primeira série, em conjunto com os instrumentos derivativos, resultou em um custo médio dolarizado de aproximadamente 4,80% ao ano e “*duration*” aproximado de 6,5 anos.

Para obtenção dos recursos supramencionados, a Companhia gastou R\$ 20.482 com comissões bancárias, custos com advogados e taxas diversas. Todos esses custos foram alocados em uma conta redutora do passivo e serão apropriados ao resultado seguindo a duração das debêntures emitidas.

9.3 Principais cláusulas de vencimento antecipado - covenants

No momento da assinatura dos contratos supramencionados, a Companhia assumiu obrigações (“*Covenants*”) financeiras e não financeiras e abaixo apresentamos as principais obrigações financeiras:

- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) do Consolidado não deve ser maior que 3,00;
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das Reservas Provasdas sobre Dívida Bruta) não deve ser menor que 1,50;
- Em qualquer momento, o Caixa Livre (Caixa e Equivalentes e Aplicações Financeiras, incluindo Fundos Cambiais) do Consolidado não deve ser menor que R\$100.000.

Adicionalmente, a Companhia possui algumas cláusulas restritivas para distribuição de dividendos, juros sobre o capital próprio ou quaisquer outras distribuições de lucros aos acionistas, acima dos 25% do lucro líquido do exercício previstas em estatuto listadas abaixo:

- Estar adimplente com qualquer de suas obrigações pecuniárias estabelecidas na Escritura de Emissão; e
- Imediatamente antes e imediatamente depois (neste último caso, considerando o proforma consolidado) do efetivo pagamento de dividendos ou qualquer outra forma de distribuição de recursos aos seus acionistas não houver descumprimento dos Índices Financeiros apurado com relação aos últimos 12 meses relativos às demonstrações financeiras consolidadas.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia cumpriu todos os *covenants* contratuais.

10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Política contábil material

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado nas demonstrações dos resultados, porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício.

b) Incentivos fiscais sobre impostos diretos (Imposto de Renda e Contribuição Social)

As subvenções governamentais são reconhecidas sistematicamente no resultado durante os períodos nos quais o grupo reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar.

Ao final de cada exercício social a parcela correspondente ao incentivo apurado no exercício, a qual não compõe a base de cálculo do dividendo, é transferida da conta lucro do exercício para reserva de lucros – incentivos fiscais. Esta reserva somente poderá ser utilizada para aumentar o capital ou absorver prejuízos, desde que a Companhia cumpra com todas as suas obrigações tributárias.

- Controladora

A Companhia goza de benefício de incentivo fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações, limitado à capacidade de produção de petróleo em 1.619.976 m³/ano e gás natural em 1.097.621.040 m³/ano, até o exercício de 2032.

- Controlada

A controlada SPE Tiêta goza do incentivo fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações, limitado à capacidade de produção de petróleo em 350.700 m³/ano e gás natural em 30.614.556 m³/ano até o exercício de 2032.

c) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos (“impostos diferidos”) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada exercício entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a Companhia apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação do ativo, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado. Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no exercício no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício.

10.1 Imposto de Renda e Contribuição Social no resultado

Os valores de Imposto de Renda (“IR”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”) que afetaram o resultado nos exercícios de 2025 e 2024 estão demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Lucro antes do imposto do IR e CSLL	756.156	333.670	776.194	363.405
Alíquota combinada de IR e CSLL	34%	34%	34%	34%
IR e CSLL às alíquotas da legislação	(257.093)	(113.448)	(263.906)	(123.558)
Equivalência patrimonial	42.624	36.331	-	-
Redução – incentivo fiscal (i)	23.235	61.650	53.398	86.336
Juros sobre capital próprio	89.556	139.400	89.556	139.400
Recuperação de créditos	-	2.280	-	2.280
Alíquota de tributos diferidos (ii)	(27.884)	(33.762)	(34.588)	(28.109)
Outros	11.758	11.377	17.698	(2.256)
Imposto de renda e contribuição social	(117.804)	103.828	(137.842)	74.093

(i) Incentivo fiscal federal concedido pela SUDENE para redução do imposto de renda.

(ii) Refere-se a diferença entre alíquota nominal e efetiva oriunda do benefício fiscal da Sudene sobre as diferenças temporárias de variação cambial.

10.2 Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos no balanço

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Ativo				
Provisão para abandono de poços	36.317	29.814	36.921	30.375
Instrumentos financeiros	6.513	125.406	6.513	125.406
Prejuízo fiscal/base negativa	41.310	40.495	48.305	66.241
Variação cambial passiva não	7.253	22.632	7.204	22.632
Provisão fornecedores	19.034	38.602	19.774	40.184
Perdas de crédito esperadas	24.078	24.042	24.078	24.042
Pagamento baseado em ações	13.166	11.314	13.166	11.314
Provisão para PLR	10.953	10.862	11.054	10.993
Arrendamentos	8.023	5.182	8.941	7.498
Provisão para obsolescência do	8.206	7.084	8.832	7.694
Passivo contingente de aquisições	7.491	7.491	7.491	7.491
Amortização de Mais-valia	35.003	22.218	35.003	22.218
Outros	6.512	(9.970)	43.415	24.546
Total	223.859	335.172	270.697	400.634
Passivo				
Depleção acelerada (i)	(274.395)	(242.553)	(312.291)	(280.449)
Arrendamentos	(7.638)	(5.332)	(8.467)	(7.602)
Variação cambial ativa não	-	(8.330)	-	(12.927)
Instrumentos financeiros	(2.150)	(195)	(2.150)	(195)
Outros	-	-	-	(2.436)
Total	(284.183)	(256.410)	(322.908)	(303.609)
IR e CSLL diferido líquido	(60.324)	78.762	(52.211)	97.025
Total diferido ativo	-	78.762	8.113	97.025
Total diferido passivo	60.324	-	60.324	-

(i) A Companhia utiliza a prerrogativa estabelecida na lei Nº 13.586, de 29 de dezembro de 2017, para acelerar fiscalmente a depleção dos seus campos.

A Administração considera que os impostos ativos decorrentes das provisões temporárias, prejuízo fiscais e base negativa serão realizados na proporção que os contratos de derivativos forem vencendo, que os poços forem abandonados e que as contingências e demais provisões forem realizadas.

A expectativa da Administração para realização dos créditos tributários está apresentada a seguir:

	Controladora	Consolidado
2026	70.920	78.938
2027	30.281	31.330
2028	21.906	22.977
2029	15.536	16.191
2030 em diante	85.216	121.261
Total	223.859	270.697

10.3 Movimentação Diferido

	Controladora	Consolidado
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2023	8.399	46.370
<u>Demonstração do resultado abrangente</u>		
Hedge Accounting	(33.807)	(33.807)
Total do efeito no resultado abrangente	(33.807)	(33.807)
<u>Demonstração do resultado do exercício</u>		
Variação cambial	27.350	22.831
Abandono de poço	19.387	19.429
Depleção acelerada	(52.693)	(52.693)
Prejuízo fiscal e base negativa	(27.140)	(33.582)
Derivativos	125.406	125.406
Amortização Mais Valia	14.669	-
Outros	(1.499)	3.890
Total do efeito no resultado do exercício	105.480	85.281
Créditos extemporâneos	(1.310)	(819)
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2024	78.762	97.025
<u>Demonstração do resultado abrangente</u>		
Hedge Accounting	(6.975)	(6.975)
Total do efeito no resultado abrangente	(6.975)	(6.975)
<u>Demonstração do resultado do exercício</u>		
Variação cambial	8.890	14.343
Abandono de poço	3.798	3.916
Depleção acelerada	(31.843)	(31.843)
Prejuízo Fiscal e base negativa	(7.772)	(26.571)
Derivativos	(114.155)	(114.155)
Amortização Mais Valia	12.785	12.785
Outros	10.493	17.319
Total do efeito no resultado do exercício	(117.804)	(124.206)
Créditos extemporâneos	(14.307)	(18.055)
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2025	(60.324)	(52.211)

11. VALORES A PAGAR POR AQUISIÇÕES

Política contábil material

Os valores registrados nessa rubrica estão registrados pelo custo amortizado ou pelo valor justo através do resultado.

Os montantes classificados como custo amortizado estão registrados pelos seus valores nominais acrescidos de encargos e taxas de juros contratuais, quando aplicável, cuja apropriação das despesas e receitas é reconhecida ao resultado do exercício. Todos os montantes são devidos em dólares norte-americanos e são convertidos para Real pela cotação da data de fechamento.

Os montantes classificados como valor justo pelo resultado foram mensurados com base nos valores contratuais que definem faixas de preço de acordo com a média do Brent do ano de pagamento. A Companhia utilizou-se da curva futura do Brent para estimar os valores contratuais a serem provisionados.

11.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
<u>Circulante</u>				
<u>UPGN Guamaré</u>				
Custo amortizado	18.515	-	18.515	-
<u>SPE Tiêta</u>				
Valor justo através do resultado	-	27.308	-	27.308
<u>Polo Miranga</u>				
Valor justo através do resultado	-	185.769	-	185.769
Total circulante	18.515	213.077	18.515	213.077
Total circulante em US\$	3.559	34.410	3.559	34.410

11.2 Movimentação

	Controladora e consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	485.495
Efeito não caixa	
Adição	22.033
Juros e variação cambial	104.261
Efeito caixa	
Pagamento	(398.712)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	213.077
Efeito não caixa	
Adição	52.928
Juros e variação cambial	(14.077)
Efeito caixa	
Pagamento	(233.413)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	18.515

a) UPGN Guamaré

No dia 30 de setembro de 2025, foi concluída a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural detidos pela 3R Potiguar S.A. Nesta data o valor remanescente a ser pago é de R\$ 18.515 (US\$ 9.952), que serão pagos conforme evolução do processo de transferência imobiliária.

Custo amortizado:

Do valor total da transação de US\$ 65 milhões, 5% remanescentes serão pagos corrigidos pela SOFR + 2%, de forma fracionada, conforme evolução do processo de transferência imobiliária.

b) SPE Tiêta

Conforme descrito na nota explicativa nº 6, no dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição da SPE Tiêta foi concluída.

Valor justo através do resultado:

Como parte do contrato, o valor total do *Earnout* era de até US\$36.000 (R\$222.923). Esses pagamentos estão vinculados ao preço do Petróleo tipo Brent nos anos de 2023 a 2025 e a outras sinergias operacionais.

No exercício de 2025, a Companhia não registrou nenhum valor referente a parcela de *Earnout* no resultado devido ao não atingimento das premissas estipuladas em contrato (em 31 de dezembro de 2024, US\$ 4.410, ou R\$ 27.308, que faz parte do custo de aquisição), dos US\$ 8.300 (R\$ 51.396) possíveis. Esse valor foi contabilizado pelo valor justo através do resultado. O valor do *Earnout* de 2024 foi integralmente liquidado em março de 2025.

c) Polo Miranga

Em 24 de fevereiro de 2021, a Petroreconcavo firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (“*onshore*”) que constituem o Polo Miranga, na Bacia Recôncavo, na Bahia. A aquisição foi concluída no dia 6 de dezembro de 2021.

No dia 31 de março de 2025, a Companhia efetuou o pagamento final de US\$ 30.000 (R\$ 172.422) para quitação da última parcela da compra do ativo. As condições completas da aquisição foram divulgadas às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024.

12. PROVISÃO PARA PROCESSOS JUDICIAIS

Política contábil material

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável.

O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa dos pagamentos requeridos para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa.

12.1 Perdas prováveis

Com base na análise individual dos processos impetrados contra a Companhia e sua controlada, e suportadas por opinião de seus consultores jurídicos internos e externos, foram constituídas provisões, no passivo não circulante, para riscos com perdas consideradas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Processos trabalhistas	1.874	3.252	3.214	4.810
Processos fiscais	1.698	1.472	1.698	1.472
Processos regulatórios	434	386	43.034	41.641
Total	4.006	5.110	47.946	47.923

A Companhia possui 113 processos trabalhistas (85, em 31 de dezembro de 2024), sendo 31 deles classificados como perdas prováveis (45, em dezembro de 2024). A maior parte destas ações trabalhistas estão vinculados a empresas terceirizadas, em que a PetroReconcavo consta como responsável subsidiária no processo.

O valor dos processos regulatórios decorre do fato da subsidiária da Companhia, SPE Tiêta Ltda., ser parte de dois processos administrativos que tramitam na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis com o objetivo de solucionar controvérsias relativas ao Programa Exploratório Mínimo não realizado de dois blocos exploratórios, onde foram atestadas as inexecuções parciais de Unidades de Trabalho que perfazem o montante original de R\$18.896, que deverá ser atualizado, pelo IGP-DI, desde as datas das assinaturas dos contratos de concessão até o mês anterior às datas dos pagamentos, que em 31 de dezembro de 2025 totalizam o valor de R\$ 41.254.

Apesar de ser sido iniciado procedimento de conciliação junto à ANP, no âmbito da aquisição da SPE Tiêta, as vendedoras da SPE Tiêta se obrigaram a indenizar a Companhia no caso de a SPE Tiêta ter de efetuar algum desembolso pelo pagamento das multas cobradas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e, com isso, apresentou uma fiança bancária prestada pelo Banco Itaú no valor de R\$ 42.599 e se obrigaram a depositar mensalmente, em conta caução, o valor da correção monetária, também com base no índice IGP-DI.

12.1.1 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.239	5.299
Provisões constituídas	3.503	45.872
Provisões revertidas	(1.632)	(3.248)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.110	47.923
Provisões constituídas	992	4.298
Provisões revertidas	(2.096)	(4.275)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	4.006	47.946

12.2 Perdas possíveis

A Companhia possuía em 2025 e em 2024, litígios com probabilidade de perda possível, com base na opinião da Administração e de seus consultores jurídicos, conforme demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Processos trabalhistas	4.044	1.439	6.283	4.098
Processos fiscais	66.096	57.300	82.797	57.300
Processos regulatórios	82.891	49.876	82.965	49.891
Processos cíveis	2.220	1.715	9.161	8.360
Total	155.251	110.330	181.206	119.649

Os processos fiscais são compostos por causas pulverizadas, principalmente de tributos federais.

Os processos trabalhistas são compostos por causas pulverizadas de ex-colaboradores e, principalmente, processos de responsabilidade subsidiária requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicionais de periculosidade, dentre outras.

12.3 Procedimento arbitral

A PetroReconcavo é parte em um procedimento arbitral instaurado pela própria Companhia, que tramita perante a Câmara de Comércio Internacional (CCI) para discussão sobre contratos de compra e venda de gás natural, onde a Companhia requer que seja declarada a regularidade e validade das operações realizadas nos contratos, reconhecendo a inexistência de débitos e a existência de créditos a seu favor.

O procedimento é confidencial e estava em estágio inicial com a apresentação das Alegações Iniciais e a resposta às Alegações Iniciais com pedido contraposto quando as partes, conjuntamente, requereram a suspensão da arbitragem e instauraram procedimento de mediação voltado à resolução consensual da disputa.

Com isso, a Administração entende que ainda não há outras informações relevantes a serem divulgadas pela Companhia até a presente data, sem que a sua divulgação prejudique seriamente a posição da Companhia.

Os valores dos ativos e passivos reconhecidos nessas demonstrações financeiras relacionados à disputa podem variar conforme o resultado do procedimento arbitral ou da mediação.

13. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS

Política contábil material

Representam os gastos futuros estimados referentes à obrigação legal de recuperar o meio ambiente, desmobilizar e finalizar as atividades.

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os gastos com abandono de poços são reconhecidos, inicialmente, como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo. Esse reconhecimento ocorre no momento da aquisição de ativos ou com novas perfurações.

Quando a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão de abandono de poços um aumento de ativo correspondente é registrado. No caso de diminuição da provisão a diminuição correspondente é registrada no ativo contanto que o valor da redução não supere o valor residual do ativo de provisão de abandono. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado na linha de outras receitas e despesas operacionais.

As estimativas são revisadas anualmente com base nas informações mais recentes sobre custos, prazo final de abandono dos ativos e planos de recuperação.

A provisão adicional registrada em 2025 decorre da revisão da estimativa de vida útil dos campos, bem como da atualização das premissas de inflação e da taxa de desconto utilizadas no cálculo da provisão, conforme mencionado na nota explicativa 3.

13.1 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2023	184.707	189.624
Reversão de provisão	(65.037)	(67.369)
Atualização	17.824	18.262
Baixas	(3.545)	(3.545)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	133.949	136.972
Constituição	8.383	8.383
Reversão	-	(265)
Atualização	14.627	14.958
Baixas	(14.856)	(14.856)
Saldos em 31 de dezembro de 2025	142.103	145.192
Total do passivo circulante	4.728	4.728
Total do passivo não circulante	137.375	140.464

14. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

Política contábil material

a) “Non Deliverable Forward” (“NDFs”)

O método para reconhecer contabilmente o ganho ou a perda resultante desta mensuração depende do fato do derivativo ser designado ou não como um instrumento de “*hedge*”, no caso da adoção da contabilidade de “*hedge accounting*” (“Hedge”).

O Grupo designa os derivativos como instrumentos de Hedge, quando relacionados às operações futuras altamente prováveis (Hedge de fluxo de caixa) e documenta no início da operação a relação entre os instrumentos de Hedge e os itens protegidos por ele, bem como seus objetivos e estratégias de gestão de riscos. O Grupo também documenta, tanto no início do Hedge, quanto em uma base contínua, se os derivativos que são usados em transações de Hedge são altamente eficazes na compensação de variações no fluxo de caixa dos itens protegidos. O objeto do hedge Accounting são os contratos de receita, ver nota explicativa nº 18.

A parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos que são designados e qualificados como instrumentos de Hedge nas estratégias de Hedge de fluxo de caixa é reconhecida como “Ajuste de avaliação patrimonial” (em “Outros resultados abrangentes”) no patrimônio líquido, descontados dos impostos diferidos. O ganho ou perda relacionado à parcela não efetiva é imediatamente reconhecido no resultado do exercício.

Os valores acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado nos períodos em que os contratos objeto de Hedge são liquidados, na mesma linha que o item objeto é reconhecido. Quando o Hedge deixa de cumprir os critérios de efetividade, ele é prospectivamente descontinuado e todo ganho ou perda acumulada no patrimônio líquido, lá permanece enquanto operação ainda possuir expectativa de ocorrer, e sendo, a partir desse momento, os respectivos ganhos e perdas apurados nos instrumentos são reconhecidos no resultado do exercício. Quando a operação prevista não possuir mais expectativa de ocorrer, os ganhos ou perdas acumuladas no patrimônio líquido são imediatamente reciclados para o resultado do exercício.

b) “Zero Cost Collar” (“Collar”)

Os contratos do tipo Collar são uma estratégia de proteção contra flutuações de preços do Petróleo tipo Brent que envolve o lançamento de opções de compra (Call) e a compra de opções de venda (Put), definindo um intervalo de preço e limitando as perdas e ganhos potenciais – os limites.

O “Zero cost collar” é caracterizado pela combinação das opções de compra e venda a prêmios equivalentes. Assim, nessa formulação, não há desembolso inicial, o que justifica a intitulação “Zero Cost Collar”.

O grupo reconhece contabilmente o Collar em seu resultado. Dessa forma, todas as movimentações decorrentes dessa operação possuem efeito na Demonstração do Resultado do Exercício.

A determinação do valor justo desse instrumento financeiro, opções de compra e venda, é feita através do modelo Black & Scholes. Assim, mesmo que a curva futura esteja dentro dos limites do Collar, pode existir uma marcação a mercado positiva ou negativa. Porém, na prática, se a curva do Petróleo tipo Brent seguir a curva futura e estiver dentro dos limites do Collar, o Grupo não terá desembolso nem recebimento efetivo de caixa no vencimento destes contratos.

c) Swap Cambial

A operação de SWAP cambial foi firmada em conjunto com as emissões das debêntures, ver nota explicativa nº 9. A mensuração do valor justo é feita tanto para a ponta ativa quanto para a ponta passiva, estimadas de forma independente e trazidas a valor presente, onde a diferença do resultado entre as pontas gera o valor de mercado do SWAP, que é registrado no resultado do exercício.

No Exercício de 2025, a Companhia operou os seguintes instrumentos derivativos:

Instrumento financeiro	Classificação	Designação
Non Delivery Foward (“NDF”)	Valor justo pelo resultado abrangente	Hedge accounting
Zero Cost Collar (“Collar”)	Valor justo pelo resultado	Não aplicável
Swap Cambial (“Swap”)	Valor justo pelo resultado	Não aplicável

Os contratos de SWAP firmados resultam em um custo médio dolarizado de aproximadamente 7,05% a.a., 6,16% a.a., 5,66% a.a. e 4,80% a.a. para a primeira, segunda, terceira e quarta (apenas série 1) distribuições de debêntures emitidas, respectivamente.

	Notional	Remuneração	Valor justo
<u>1ª Debêntures - Série 1</u>			
Ponta Ativa	R\$ 753.000	IPCA + 7,3249%	799.388
Ponta Passiva	\$ 143.776	VC + 7,03%	869.612
Resultado			(70.224)
<u>1ª Debêntures - Série 2</u>			
Ponta Ativa	R\$ 376.500	12,8886%	376.259
Ponta Passiva	\$ 71.888	VC + 7,10%	435.932
Resultado			(59.673)
<u>2ª Debêntures</u>			
Ponta Ativa	R\$ 650.000	CDI + 1,15%	691.410
Ponta Passiva	\$ 114.695	VC + 6,1643%	668.214
Resultado			23.196
<u>3ª Debêntures</u>			
Ponta Ativa	R\$ 500.000	CDI + 1,1%	561.130
Ponta Passiva	\$ 92.237	VC + 5,66%	542.691
Resultado			18.439

4ª Debêntures – Série 1

Ponta Ativa	R\$ 525.000	IPCA + 7,4564%	519.281
Ponta Passiva	\$ 94.743	VC + 4,80%	519.467
Resultado			(186)

14.1 Composição

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
Ativos financeiros derivativos		
<i>Collar</i>	14.540	575
<i>NDF</i>	20.515	-
Passivos financeiros derivativos		
<i>SWAP cambial</i>	88.449	368.840
Total	53.394	368.265
Total do ativo circulante	33.771	575
Total do ativo não circulante	1.284	-
Total do passivo circulante	-	1.003
Total do passivo não circulante	88.449	367.837

14.2 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	99.478	99.478
<u>Efeito caixa</u>		
Liquidação de contratos de derivativos	(127.539)	(127.539)
<u>Efeito não caixa – Resultado abrangente</u>		
NDFs	(99.433)	(99.433)
<u>Efeito não caixa – Resultado</u>		
Collar	(293)	(293)
SWAP cambial	368.840	368.840
Derivativos realizados por meio do resultado	127.212	127.212
Saldo em 31 de dezembro de 2024	368.265	368.265
<u>Efeito caixa</u>		
Liquidação de contratos de derivativos	73.322	73.322
<u>Efeito não caixa – Resultado abrangente</u>		
NDFs	(20.515)	(20.515)
<u>Efeito não caixa – Resultado</u>		
Collar	(14.674)	(14.674)
SWAP cambial	(352.122)	(352.122)
Derivativos realizados por meio do resultado	(882)	(882)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	53.394	53.394

15. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

15.1 Capital Social

Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 o capital social estava apresentado como segue:

Ano	Quantidade de ações (i)	Capital social subscrito	Capital a integralizar	Custo com emissão de ações	Efeito fiscal	Capital social líquido
2024	293.452.126	2.907.148	-	(113.140)	38.468	2.832.476
2025	293.472.126	2.907.296	-	(113.140)	38.468	2.832.624

(i) Todas as ações são ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024 as ações estavam assim distribuídas:

Acionista	PetroReconcavo	
	31/12/2025	31/12/2024
Fundos geridos pelo Opportunity	81.108.689	79.693.489
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	57.536.716	57.536.716
Eduardo Cintra Santos	17.210.000	16.970.000
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	12.523.304	12.523.304
Fundos geridos pela Cobas Asset Management	26.083.000	-
Outros acionistas	99.010.417	126.728.617
Total	293.472.126	293.452.126
Ações em tesouraria	(494.198)	(352.936)
Total líquido de ações em tesouraria	292.977.928	293.099.190

No exercício de 2025, a Companhia recomprou 498.000 ações (em 2024, recomprou 702.000) e entregou/vendeu 356.738 (2024, 575.060) ações ordinárias para executivos e colaboradores estratégicos da Companhia, como parte de programas de remuneração baseados em ações. Em 2025, houve integralização ao capital pelos acionistas da Companhia de 148 (em 2024, R\$ 495).

Em 2025, a Companhia mantinha 494.198 ações em tesouraria (352.936 em 31 de dezembro de 2024) ao preço médio de R\$15,95, totalizando R\$7.884 (R\$7.035 em 31 de dezembro de 2024).

a) Movimentação do Capital Social

Evento	Reunião	Data	Ações	Valor
Saldo		31/12/2023	293.338.126	2.905.941
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	29/04/2024	42.000	450
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	29/05/2024	52.000	556
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	27/06/2024	8.000	86
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	31/07/2024	8.000	86
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	31/07/2024	4.000	29
Saldo		31/12/2024	293.452.126	2.907.148
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	30/01/2025	20.000	148
Saldo		31/12/2025	293.472.126	2.907.296

15.2 Reserva de incentivos fiscais

a) Lucro da exploração

A Companhia e sua controlada SPE Tiêta gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações (ver nota explicativa nº 10).

O incentivo fiscal correspondente apurado no exercício é reconhecido no resultado do exercício e, após apuração do lucro do exercício, é transferido para a reserva de incentivos fiscais (reserva de

lucros). Essa reserva somente poderá ser utilizada para aumentar o capital ou absorver prejuízos. A reserva de capital foi utilizada até o exercício de 2007.

15.3 Reserva para investimento e expansão

Registra a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo obrigatório, limitada ao montante equivalente a 100% (cem por cento) do capital social, que tem por finalidade:

- (I) assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações;
- (II) reforço de capital de giro; podendo, ainda, ser utilizada;
- (III) em operações de resgate, reembolso ou aquisição de ações da Companhia.

A constituição da Reserva para Investimento e Expansão pode ser dispensada por deliberação da Assembleia Geral para pagamento de dividendos adicionais ao dividendo obrigatório. Uma vez atingido o limite estabelecido no Artigo 199 da Lei das Sociedades por Ações, a Assembleia Geral, por proposta dos órgãos de administração, deverá deliberar sobre a respectiva destinação: (a) para capitalização; ou (b) para distribuição de dividendos adicionais ao obrigatório aos acionistas.

No exercício de 2025, a Companhia constituiu para reserva de investimento e expansão R\$ 319.799 e destinou R\$ 300.000 desta reserva para distribuição de dividendos adicionais (2024, R\$ 435.940 para distribuição de dividendos adicionais e juros sobre capital próprio).

15.4 Reserva Legal

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro de cada exercício, e não deve exceder 20% do capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital.

No exercício de 2025, a Companhia constituiu reserva legal no montante de R\$ 31.918 (em 2024, R\$ 21.875).

15.5 Resultado por ação

	PetroReconcavo	
	31/12/2025	31/12/2024
Resultado líquido do exercício	638.352	437.498
Média ponderada de ações emitidas	292.915.649	293.100.768
Resultado básico por ação - R\$	2,1793	1,4927
Média ponderada das ações e das opções de ações emitidas	292.927.293	293.176.559
Resultado diluído por ação - R\$	2,1792	1,4923

15.6 Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Conforme Estatuto Social, os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido, deduzido de eventuais prejuízos acumulados, ajustado pelas reservas legal, de incentivo fiscal e de contingências, caso haja.

a) Cálculo de dividendos mínimos

	31/12/2025	31/12/2024
Resultado líquido	638.352	437.498
Reserva legal	(31.918)	(21.875)
Reserva de incentivo fiscal	(23.235)	(61.650)
Base para cálculo	583.199	353.973
Percentual	25%	25%
Dividendos mínimos obrigatórios	145.800	88.493

b) Movimentação de dividendos e Juros sobre Capital Próprio

	31/12/2025	31/12/2024
Saldo Inicial	-	17.359
Dividendos mínimos distribuídos a título de Juros sobre capital próprio	145.800	88.493
Juros Sobre Capital Próprio	117.600	321.506
Dividendo adicional proposto	300.000	379.000
Impostos retidos – Juros sobre capital próprio	(25.242)	(30.382)
Pagamentos	(238.158)	(775.976)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	300.000	-
Total Passivo circulante	100.000	-
Total Passivo não circulante	200.000	-

No dia 8 de maio de 2025, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio no valor bruto de R\$ 263.400, correspondente ao valor bruto de R\$ 0,900140 por ação. O valor foi integralmente pago em 27 de maio de 2025.

No dia 18 de dezembro de 2025, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de dividendos no valor total de R\$ 300.000, correspondentes a R\$ 1,023968 por ação.

O pagamento dos dividendos ocorrerá na forma da Lei Lei nº 15.270, de 26 de novembro de 2025, sendo:

- (i) R\$ 100.000, correspondente ao valor de R\$ 0,3413 por ação, em dezembro de 2026;
- (ii) R\$ 100.000, correspondente ao valor de R\$ 0,3413 por ação, em dezembro de 2027; e
- (iii) R\$ 100.000, correspondente ao valor de R\$ 0,3413 por ação, em dezembro de 2028.

15.7 Pagamentos baseados em ações

a) Ações diferidas

Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, as reservas de capital apresentaram a seguinte movimentação:

	Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	33.477
Provisão	15.691
Entrega	(11.259)

Saldo em 31 de dezembro de 2024	37.909
Provisão	14.122
Entrega	(6.474)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	45.557

- Incentivo de longo prazo (“ILP”)

O programa de ILP concede aos Participantes ações restritas (durante o período de *vesting*) em duas parcelas distintas, a parcela de retenção e a parcela *Total Shareholder Return* (“TSR”). O pagamento depende da permanência dos executivos na Companhia e da valorização da ação, respectivamente. Cada parcela representa 50% das ações outorgadas.

Os seguintes contratos de ações diferidas e incentivos de longo prazo vigoravam:

	Quantidade	Outorga	Validade	Valor	Valor do “vested”	
(i)			(ii)	(iii)	31/12/2025	31/12/2024
ILP 2022 - Parcelas Retenção e TSR	36.598	31/05/2022	2023–2025	-	14.192	14.822
ILP 2023 - Parcelas Retenção e TSR	616.129	2023-2024	2024–2027	12.850	9.652	7.146
ILP 2024 - Parcelas Retenção e TSR	551.491	29/04/2024	2025–2027	11.695	6.329	3.282
ILP 2025 - Parcelas Retenção e TSR	1.286.780	30/04/2025	2026–2028	9.326	2.725	-
ILP 2025 – Parcelas Retenção e TSR (iv)	199.705	18/12/2025	2026-2028	1.447	-	-
Total	2.690.703			35.318	32.898	25.250

(i) Em consonância com o CPC 10 (R1), a Companhia reconheceu despesas relativas às outorgas das ações diferidas, em contrapartida de reservas de capital, considerando a intenção da Companhia de efetuar essa liquidação com entrega de ações. Adicionalmente, os encargos trabalhistas são reconhecidos como provisão no passivo da Companhia.

(ii) A validade do plano representa o final do período de aquisição de direito (“*Vesting period*”).

(iii) Representa o valor justo total do plano. Para os planos em que a condição de serviço se limita ao tempo de serviço, o valor justo é determinado com base na cotação de mercado da ação na data da outorga (Benefício Extraordinário e Benefício de Metas Anuais). Já para os planos em que a condição de serviço depende tanto do tempo de serviço quanto da valorização da ação, o valor justo é determinado utilizando-se a metodologia Monte Carlo (ILPs).

(iv) Em 18 de dezembro de 2025, a Companhia outorgou 199.705 ações no âmbito de novo Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP). Não houve reconhecimento contábil no exercício de 2025, tendo em vista que a outorga ocorreu ao final do período.

Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, não existiam ações *vesteds* e não distribuídas.

Ações	31/12/2023	Outorgadas	Canceladas	Entregues	31/12/2024
		(i)			
Benefício Extraordinário – 4ª parcela	200.402	-	(13.249)	(187.153)	-
Benefício Metas anuais 2020	233.064	-	(18.738)	(214.326)	-
ILP 2022 – Parcelas Retenção e TSR	629.696	7.127	-	(112.076)	524.747
ILP 2023 – Parcelas Retenção e TSR	617.653	147.695	-	(61.505)	703.843
ILP 2024 – Parcelas Retenção e TSR	-	603.014	-	-	603.014
Total	1.680.815	757.836	(31.987)	(575.060)	1.831.604

Ações	31/12/2024	Outorgadas	Canceladas	Entregues	31/12/2025
			(ii)		
ILP 2022 – Parcelas Retenção e TSR	524.747	38.890	(349.815)	(177.224)	36.598
ILP 2023 – Parcelas Retenção e TSR	703.843	30.853	-	(118.567)	616.129
ILP 2024 – Parcelas Retenção e TSR	603.014	9.424	-	(60.947)	551.491
ILP 2025 – Parcelas Retenção e TSR	-	1.286.780	-	-	1.286.780
ILP 2025 – Parcelas Retenção e TSR	-	199.705	-	-	199.705
Total	1.831.604	1.565.652	(349.815)	(356.738)	2.690.703

- (i) O Conselho de Administração aprovou a outorga de 147.695 (em 2024, 147.695) ações ordinárias a novos participantes contratados pela Companhia após a aprovação do Programa Parcelas Retenção e TSR 2023. Adicionalmente, em abril de 2024, o mesmo Conselho aprovou a outorga do Programa de Parcelas Retenção e TSR 2024. Em setembro de 2024, o conselho de Administração aprovou também a outorga de 34.666 ações para novos participantes contratados pela Companhia após a aprovação do ILP de 2024.
- (ii) A Companhia cancelou a totalidade das ações destinadas aos executivos referentes à parcela TSR, em virtude do não atingimento das metas previamente estabelecidas para a distribuição da referida parcela, no âmbito do programa de bonificação referente ao exercício de 2022.

b) Opções de ações

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2014 e de 2016, a Companhia concedeu a executivos e colaboradores que ocupam posições estratégicas um plano de remuneração baseado em opções de ações. Em função do desdobramento das ações da Companhia, ocorrido em 1º de abril de 2021, cada opção de compra pode ser convertida em duas ações ordinárias da Companhia no momento do exercício da opção.

Os seguintes contratos de opções de ações vigoraram em 31 de dezembro de 2025. As quantidades de opções são aquelas remanescentes e não exercidas.

Data de emissão	Quantidade residual	Outorga	Validade	Preço de exercício (R\$)	Valor justo (R\$)
13/05/2016	15.000	13/05/2016	12/05/2026	14,81	11,93

Não há saldo restante do valor justo estimado a ser reconhecido no resultado nos próximos exercícios, uma vez que as condições de serviço foram cumpridas no exercício de 2019.

No exercício findo em 2025, foram exercidas 10.000 opções (2024, 57.000) e zero opções foram canceladas (2024, zero). A Companhia recebeu R\$ 148 (2024, R\$1.207) referente ao exercício dessas opções e não possui saldo a receber a título de capital subscrito a integralizar. Não houve opções expiradas nos exercícios de 2025 e de 2024.

15.8 Ajustes de avaliação patrimonial

No exercício de 2025, a Companhia reconheceu a parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos, líquido de impostos, que são designados e qualificados como “*hedge*” de fluxo de caixa no montante de R\$13.540 (R\$65.626, em 2024).

16. PARTES RELACIONADAS

16.1 Saldos e Transações

Saldos	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
<u>Outros ativos:</u>				
SPE Tiêta (i)	3.165	27.399	-	-
<u>Fornecedores:</u>				
SPE Tiêta (i)	2.597	3.314	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	5.027	2.054	5.027	2.272
Grupo PetroSantander (iii)	-	1	-	1
Total fornecedores	7.624	5.369	5.027	2.273

Transações – Receitas (despesas)	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
SPE Tiêta (i)	31.667	38.864	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	(4.503)	(4.507)	(4.509)	(4.783)
Grupo PetroSantander (iii)	(961)	(335)	(961)	(335)
Rateios (iv)	44.763	23.805	-	-
Total	70.966	57.827	(5.470)	(5.118)

(i) Refere-se a prestação de serviços (sondas e diversos), venda de materiais e gás natural entre as empresas do grupo.

(ii) A Companhia possui transações com a acionista PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfuração Ltda., a qual realiza serviços com sondas de produção terrestres e outros serviços diversos de suporte à produção, suportado por contrato de prestação de serviço na modalidade de preços unitários.

(iii) A Companhia possui transações com a PetroSantander Management Inc., a PetroSantander Colômbia e a PetroSantander Holdings GMBH que prestam assistência técnica e consultoria especializada na modalidade de “homem hora” relativa à exploração e produção de poços de petróleo, cujo contrato de prestação de serviço não prevê encargos financeiros.

(iv) Refere-se aos rateios de gastos corporativos.

16.2 Remuneração da administração

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024
Benefícios - Diretoria (i)	14.003	10.793
Benefícios - Conselho de Administração (i)	4.884	4.858
Outros benefícios (ii)	469	418
Pagamento baseado em ações (iii)	7.320	9.638
Subtotal	26.676	25.707
Encargos sociais (iv)	4.018	3.491
Total	30.694	29.198

(i) Refere-se ao pró-labore, líquido de encargos sociais, e bônus dos diretores estatutários e dos conselheiros da Companhia.

(ii) Refere-se às contribuições feitas pela Companhia em plano de previdência privada.

(iii) Referem-se a pagamentos e ao *vesting*, líquido de encargos, dos programas descritos na nota explicativa nº15.7.

(iv) Referem-se aos encargos sociais de ônus do empregador referente à remuneração dos diretores estatutários e conselheiros da Companhia.

A remuneração da Administração é determinada pelos acionistas. Em 24 de abril de 2024, os acionistas definiram, em Assembleia Geral Ordinária, a remuneração máxima para o exercício de 2025 no montante de R\$37.643 (2024, R\$34.222), excluindo-se encargos sociais de ônus do empregador.

17. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP – AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

17.1 Compromissos e direitos dos campos em produção

O Grupo é concessionário de 58 campos de petróleo subdivididos entre o Polo Remanso, Polo Miranga e Polo Tieta (em conjunto “Ativo Bahia”), e o Polo Potiguar (“Ativo Potiguar”) além de possuir direito a blocos exploratórios nos ativos Bahia e Potiguar.

As seguintes participações governamentais e de terceiros deverão ser pagas pela Companhia em decorrência da retenção e das atividades nesses campos:

Participações	Detalhes
“Royalties”	Os Royalties equivalem ao percentual de 7,5% até 10% aplicado sobre a produção bruta de petróleo e/ou gás natural, a partir da data de início da produção comercial da Área de Concessão (31 de dezembro de 2025, R\$ 198.434 e 31 de dezembro de 2024, R\$ R\$ 196.246). O pagamento aos proprietários de terra corresponde ao equivalente a 1% (um por cento) da produção de petróleo e gás natural, de acordo com a legislação brasileira aplicável (31 de dezembro de 2025, R\$ 29.260 e 31 de dezembro de 2024, R\$ 28.396).
Participação especial	No montante definido no Decreto das Participações 2.705/98 e Portaria da ANP 10/99.
Pagamento pela ocupação ou retenção da Área de Concessão	Para cada campo existe um valor em R\$ por quilômetro quadrado, que varia de acordo com o contrato de concessão de cada campo e com o estágio de operação de cada campo, que podem ser: (i) fase de exploração; (ii) fase de desenvolvimento; e (iii) fase de produção. Todos os campos estão na fase de produção.

17.2 Compromissos e direitos de blocos exploratórios

Pelos termos dos contratos de concessão, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantidos os direitos de desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, petróleo e gás nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos.

Companhia	Área Bloco	Bloco	Situação
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-702	Em desenvolvimento
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-742	Em prospecção
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-793	Em prospecção
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-129	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-142	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-155	Valor reduzido a R\$0

18. RECEITA LÍQUIDA

Política contábil material

A Companhia examina os contratos com seus clientes relacionados à comercialização de petróleo, gás natural e seus subprodutos, além de serviços prestados. Esses contratos são analisados para o reconhecimento de receitas e para identificar os diferentes produtos e serviços acordados em cada contrato.

O reconhecimento das receitas de vendas acontece quando o controle dos produtos é transferido para o cliente, o que normalmente se dá no momento da entrega. É neste ponto que a empresa cumpre com sua obrigação de desempenho.

São consideradas obrigações de desempenho as promessas de transferir ao cliente:

- Bem que seja distinto; e
- Uma série de bens distintos que possuam as mesmas características ou sejam substancialmente os mesmos e que tenham o mesmo padrão de transferência para o cliente.

A receita é mensurada com base no valor da contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca das transferências dos bens ou serviços prometidos ao cliente, excluindo valores cobrados

em nome de terceiros. Os preços nas transações são estabelecidos de acordo com os valores especificados nos contratos com os clientes, refletindo as metodologias e políticas de preços da empresa, baseadas em critérios de mercado.

As vendas são realizadas em prazos curtos de recebimento, não havendo assim componentes de financiamento significativo.

18.1 Composição

As receitas de petróleo estão diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos e ao preço contratual de venda do gás natural e seus subprodutos.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Receita bruta:				
Venda de Petróleo	1.628.698	2.026.051	2.113.133	2.440.303
Venda de Gás e subprodutos	1.547.565	1.475.199	1.554.086	1.480.337
Prestação de Serviços	41.583	43.315	41.583	43.315
Contrato de Hedge	882	(127.212)	882	(127.212)
Total	3.218.728	3.417.353	3.709.684	3.836.743
(-) Deduções sobre a receita	(505.950)	(532.713)	(552.075)	(572.189)
Receita líquida	2.712.778	2.884.640	3.157.609	3.264.554

19. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DOS GASTOS RECONHECIDOS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Pessoal	(277.989)	(255.839)	(284.002)	(274.271)
Serviços e Materiais	(632.180)	(508.516)	(720.753)	(553.842)
Eletricidade	(70.921)	(71.254)	(71.792)	(72.093)
Vendas	-	(3.940)	-	(3.940)
Outras	(11.270)	(80.397)	(10.430)	(73.920)
Compra/"Swap" de gás	(104.706)	(61.941)	(104.707)	(61.951)
Escoamento de gás	(11.408)	(18.713)	(11.408)	(18.713)
Processamento de gás	(189.748)	(219.741)	(189.748)	(219.741)
Transporte de gás	(94.251)	(118.406)	(94.419)	(118.405)
Royalties	(184.024)	(186.893)	(227.694)	(224.642)
Depreciação, amortização e depleção	(538.941)	(508.275)	(721.077)	(694.816)
Total	(2.115.438)	(2.033.915)	(2.436.030)	(2.316.334)
Custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados	(1.852.329)	(1.809.580)	(2.136.173)	(2.072.805)
Gerais e administrativas	(206.454)	(188.963)	(239.996)	(208.715)
Outras receitas (despesas) líquidas	(56.655)	(35.372)	(59.861)	(34.814)
Total	(2.115.438)	(2.033.915)	(2.436.030)	(2.316.334)

20. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Receitas financeiras				
Juros e rendimentos, líquidos	48.553	42.174	55.252	50.552
Total receitas financeiras	48.553	42.174	55.252	50.552
Despesas financeiras:				
Juros com empréstimos	-	(63.302)	-	(63.302)
Outros juros	(3.940)	(6.698)	(4.543)	(7.869)
Juros sobre abandono de poço	(14.627)	(17.824)	(14.958)	(18.262)
Despesas bancárias e outras	(11.782)	(62.362)	(12.527)	(66.571)
Juros sobre debêntures	(281.098)	(84.840)	(281.098)	(84.840)
Total despesa financeira	(311.447)	(235.026)	(313.126)	(240.844)
Variação cambial:				
Variação cambial ativa	49.728	202.365	114.328	239.017
Variação cambial passiva	(82.578)	(264.876)	(168.635)	(264.993)
Total variação cambial	(32.850)	(62.511)	(54.307)	(25.976)
Instrumentos financeiros:				
SWAP cambial	352.122	(368.840)	352.122	(368.840)
Zero Cost Collar	14.674	293	14.674	293
Total Instrumentos financeiros	366.796	(368.547)	366.796	(368.547)
Total	71.052	(623.910)	54.615	(584.815)

21. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

21.1 Gestão de risco de capital

O Grupo administra seu capital para assegurar que suas operações possam continuar com suas atividades normais. A política da Administração é manter uma sólida base de capital para manter a confiança dos investidores, credores e do mercado, além de manter o desenvolvimento futuro do negócio.

A Administração monitora o retorno sobre o capital aplicado considerando os resultados das atividades econômicas do seu segmento operacional. Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a debêntures na Controladora.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo patrimônio líquido da mesma (que inclui capital, reservas, reserva de lucros, conforme apresentado na nota explicativa nº 15) e debêntures (ver nota explicativa nº 9).

A Companhia não está sujeita a nenhum requerimento externo sobre o capital.

A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

21.2 Categoria de instrumentos financeiros e hierarquia do valor justo

A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (“*non performance risk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo:

- As mensurações do valor justo do Nível 1 são aquelas resultantes dos preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;
- As mensurações do valor justo do Nível 2 são aquelas resultantes de outras informações que não sejam os preços cotados incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, seja direta (por exemplo, como preços) ou indiretamente (por exemplo, resultante dos preços); e
- As mensurações do valor justo do Nível 3 são aquelas resultantes de técnicas de avaliação que incluem informações do ativo ou passivo que não se baseiam em dados observáveis de mercado (informações não observáveis).

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Ativos financeiros					
<u>Custo amortizado (i)</u>					
Caixa e equivalentes de caixa	4	172.275	259.482	229.508	295.548
Aplicações financeiras	4	1.200.608	522.269	1.400.532	777.903
Contas a receber de clientes	5	308.050	373.525	319.198	419.240
<u>Valor justo através do resultado abrangente (ii)</u>					
Instrumentos financeiros derivativos	14	20.515	-	20.515	-
Passivos financeiros					
<u>Custo amortizado (i)</u>					
Fornecedores	8	386.149	399.559	396.355	429.586
Valores a pagar de aquisições	11	18.515	-	18.515	-
Debêntures (iii)	9	3.105.016	1.792.321	3.105.016	1.792.321
Dividendos a pagar	15	300.000	-	300.000	-
Valores a pagar de arrendamentos		23.597	15.242	26.295	22.237
<u>Valor justo através do resultado (ii)</u>					
Valores a pagar por aquisições	11	-	213.077	-	213.077
Instrumentos financeiros derivativos	14	32.879	368.265	32.879	368.265

(i) Não existem diferenças relevantes entre o valor contábil e o valor justo considerando os prazos e as características desses ativos e passivos, exceto quando indicado.

(ii) Itens mensurados ao valor justo do Nível 2.

(iii) O valor justo das debêntures difere de seu custo amortizado. Em 31 de dezembro de 2025, o valor justo das debêntures era de R\$ 3.035.917.

21.3 Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia e sua controlada apresentam exposição aos seguintes riscos advindos do uso de instrumentos financeiros: risco de crédito, risco de liquidez e risco de mercado.

Essa nota apresenta informações sobre a exposição da Companhia a cada um dos riscos supramencionados, os objetivos da Companhia, políticas e processos para a mensuração e gerenciamento de risco, e o gerenciamento de capital da Companhia. Divulgações quantitativas adicionais são incluídas ao longo dessas demonstrações financeiras e dessa nota explicativa.

Estrutura do gerenciamento de risco

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos enfrentados pela Companhia, para definir limites e controles de riscos apropriados, e para monitorar riscos e aderência aos limites.

As políticas e sistemas de gerenciamento de riscos são revisados frequentemente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia.

A Companhia, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os colaboradores entendem os seus papéis e obrigações.

A Companhia não opera instrumentos financeiros derivativos com fins especulativos, todos derivativos contratados têm como objetivo mitigar os riscos oriundos das exposições da Companhia em suas atividades.

A Administração faz a gestão do caixa de forma unificada já que pode acessar os recursos da sua Controlada sem restrições.

Os principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta na condução das suas atividades são:

a) Risco de crédito

O risco de crédito refere-se ao risco de uma contraparte não cumprir com suas obrigações contratuais, levando a Companhia a incorrer em perdas financeiras.

- Caixa e Equivalentes

Os depósitos bancários e investimentos são efetuados em instituições financeiras de primeira linha, seguindo as diretrizes estabelecidas na Política de Risco de Contrapartes e Emissores. Os investimentos nessas instituições estão detalhados na nota explicativa nº 4, onde as contrapartes possuem classificação de crédito mínima A-, em escala nacional, e são consideradas como tendo baixo risco de crédito para fins da avaliação da redução ao valor recuperável. As informações sobre a classificação de crédito são fornecidas por agências de classificação independentes quando disponíveis e, se não disponíveis, o Grupo usa outras informações financeiras publicamente disponíveis e seus próprios registros de negociação para classificar seus principais clientes. A exposição do Grupo e as classificações de crédito das suas contrapartes são continuamente monitoradas e o valor agregado das transações concluídas é dividido entre as contrapartes aprovadas.

A Companhia mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras em instituições financeiras, de acordo com as estratégias previamente aprovadas pela Administração, detalhados na nota explicativa nº 4.

- Contas a receber

O risco surge da possibilidade da Companhia e sua controlada virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes, conforme detalhado na nota explicativa nº 5.

A fim de minimizar o risco de crédito, o Grupo negocia apenas com contrapartes que possuem capacidade de crédito. Antes de aceitar novos clientes, o Grupo avalia o risco de crédito do potencial cliente e a depender do resultado avalia a necessidade de contratação de seguro de risco de crédito (ver nota explicativa nº 22). Conforme descrito na nota explicativa nº 5, o Grupo possui valores provisionados a títulos de PCE oriundos de transações ocorridas em contratos de compra e venda de gás natural durante o exercício de 2022. Parte dos recebíveis referentes ao supracitado contrato estão vencidos.

Durante o exercício de 2025, cerca de 83% da receita do grupo estava concentrada com clientes que representaram mais do que 10% da receita do ano. As três maiores concentrações representaram, 22%, 28% e 33% do total da receita. No exercício de 2024, a concentração estava em três clientes que somavam 86% (20%, 29% e 37%) das receitas do Grupo.

b) Risco de liquidez

O risco de liquidez representa a possibilidade de descasamento entre os vencimentos de ativos e passivos, o que pode resultar em incapacidade de cumprir com as obrigações nos prazos estabelecidos.

A política geral da Companhia é manter níveis de liquidez adequados para garantir que possa cumprir com as obrigações presentes e futuras e aproveitar oportunidades comerciais à medida que surgirem.

A Administração julga que a Companhia tem risco baixo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa e sua estrutura de capital com moderada participação de capital de terceiros. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo reservas que julgue adequadas, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos.

O fluxo nominal (não descontado) consolidado de principal e juros dos financiamentos e dos instrumentos financeiros, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2026	2027	2028+	Total
Debêntures, líquidas do swap cambial (ii)	189.338	190.766	3.663.194	4.043.298
Instrumentos financeiros derivativos (NDF e Zero Cost Collar)	(32.991)	(1.333)	-	(34.324)
Valores a pagar por aquisições	18.515	-	-	18.515
Fornecedores (i)	265.879	-	-	265.879
Valores a pagar de arrendamentos	19.173	3.561	3.561	26.295

(i) Conforme divulgado na nota explicativa nº 8, os valores alocados no passivo não circulante dizem respeito a títulos de fornecedores em disputa cuja previsão de pagamento excede 12 meses. Dessa forma, por não possuir uma data específica para liquidação desse passivo, tais valores não foram apresentados no cronograma acima.

(ii) A emissão das debêntures ocorreu em uma operação casada à aquisição dos Instrumentos Financeiros de SWAP, e por esse motivo, todo o efeito do derivativo é apresentado líquido.

c) Risco de mercado

- Taxa de câmbio

Durante o exercício de 2025, 97% (2024, 98%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de sua controlada estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do

faturamento. No caso do petróleo, as receitas se referem à venda atrelada ao preço do Brent, cotado em dólares norte-americanos. Para o gás natural e seus derivados, as receitas estão vinculadas tanto a contratos atrelados ao preço do Brent, como a contratos com preços fixos e variáveis em dólares. Os únicos contratos de venda, nesse período, cuja precificação se encontravam em reais se referiam à venda de GLP e prestação de serviços de sonda.

A Controladora, nos dias 4 de junho de 2024, 11 de outubro de 2024, 4 de julho de 2025 e 18 de dezembro de 2025 realizou, respectivamente, sua 1ª, 2ª, 3ª e 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em uma operação casada com a aquisição de Instrumentos derivativos de SWAP cambial (ver nota explicativa nº 9).

O Grupo possui registrado na rubrica de valores a pagar por aquisições parcela referente à aquisição de ativos cujo valor está atrelado ao dólar-norte americano. Em 31 de dezembro de 2025, o Grupo havia reconhecido um passivo total de US\$ 3.559 (R\$18.515) (US\$34.410 (R\$213.077) em 2024).

O Grupo mantém aplicações financeiras em fundos cambiais para reduzir sua exposição a passivos em dólar.

Controladora						
	Risco	Taxa (a)	Exposição R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,5000	901.381	900.988	1.126.726	1.352.072
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,5000	18.515	18.508	23.144	27.773
Debêntures (c)	Alta do US\$	5,5000	2.953.830	2.952.541	3.692.287	4.430.745
Efeito líquido no resultado				903	(517.741)	(1.035.483)

Consolidado						
	Risco	Taxa (a)	Exposição R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,5000	1.081.996	1.081.526	1.352.497	1.622.996
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,5000	18.515	18.508	23.144	27.773
Debêntures (c)	Alta do US\$	5,5000	2.953.830	2.952.541	3.692.287	4.430.745
Efeito líquido no resultado				825	(472.587)	(945.174)

(a) A taxa de conversão (R\$ para US\$) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável foi obtida no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do dólar no Sistema de Expectativas de Mercado para dezembro de 2025. Em 31 de dezembro de 2025 a taxa era de R\$ 5,5024.

(b) Os cenários consideram as variações de 25% e 50% sobre o real. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do câmbio) sobre o dólar efetivo de 31 de dezembro de 2025.

(c) A emissão das debêntures ocorreu em uma operação casada à aquisição dos Instrumentos Financeiros de SWAP, e por esse motivo, todo o efeito desse derivativo é refletido nessa dívida.

- Taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade da Companhia, e sua controlada, virem a incorrer em perdas por flutuações nas taxas de juros aplicadas a seus ativos (aplicações) ou passivos (debêntures) no mercado.

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, vinculadas à variação do CDI. Possui também exposição a variações na taxa de juros nos Estados Unidos para a parcela do caixa investida em moeda estrangeira.

Controladora						
	Risco	Taxa (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	12,25%	196.043	220.058	218.098	210.747
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,50%	477.121	493.820	489.987	485.698
Efeito no resultado				(5.847)	(11.640)	(23.281)

Consolidado						
	Risco	Taxa (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	12,25%	272.419	305.790	303.066	292.851
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,50%	657.736	680.757	675.473	669.561
Efeito no resultado				(8.120)	(16.128)	(32.256)

(a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas no Banco Central do Brasil e na Bloomberg. Para o CDI, utilizamos como referência a expectativa do Bacen para 2025. Para a US Treasury, utilizamos a expectativa US 2-year para Q4 25.

(b) Os cenários consideram as variações de 25% e 50% sobre as taxas. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do índice) sobre a taxa efetiva de 31 de dezembro de 2025.

- Preços das *commodities*

Durante o exercício de 2025, 75% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (2024, 77%).

A maioria dos contratos de gás natural não possui relação direta ao preço do petróleo. Além disso, boa parte dos demais contratos de gás, ainda que vinculados ao preço petróleo, possuem preço mínimo pré-definido.

Como forma de se proteger das volatilidades do mercado de petróleo, a Companhia mantinha diversos contratos de “*hedge*”, tendo protegido um volume de aproximadamente 183 mil barris em NDF e 1.110 mil barris no Collar (23% da produção líquida de petróleo do exercício) no exercício de 2025 (Em 2024, 941 mil barris, 25% da produção líquida de petróleo do exercício) a um preço médio nas NDFs de US\$65,20/bbl e no Collar Put de US\$64,89/bbl e Call US\$89,41/bbl em 31 de dezembro de 2025 (Em 2024, US\$58,10/bbl).

Controladora						
	Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
Receita líquida - Óleo	Baixa do Brent	60,30	1.477.881	985.069	869.124	559.420
Receita líquida - Gás	Baixa do Brent	60,30	1.195.597	1.184.133	1.169.508	1.139.797
Hedge	Baixa do Brent	60,30	882	2.498	73.220	221.779
Total			2.674.360	2.171.700	2.111.852	1.920.996
Provável efeito no resultado				(502.660)	(562.508)	(753.365)

Consolidado						
	Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
Receita líquida - Óleo	Baixa do Brent	60,30	1.917.506	1.666.481	1.438.176	958.784
Receita líquida - Gás	Baixa do Brent	60,30	1.202.684	1.191.220	1.176.595	1.146.883
Hedge	Baixa do Brent	60,30	882	2.498	73.220	221.779
Total			3.121.072	2.860.199	2.687.991	2.327.446
Provável efeito no resultado				(260.872)	(433.080)	(793.625)

(a) Os preços das commodities utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas na agência de precificação de commodities ICE, e representam a média dos próximos 12 meses.

(b) Os cenários consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% sobre a média do preço do Brent demonstrados no cenário contábil.

A tabela a seguir descreve os contratos de NDF e opções em aberto no final do exercício findo em 31 de dezembro de 2025:

Controladora e Consolidado			
NDF	Preço médio (US\$)	Quantidade (bbl)	Valor justo
	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025
Menos de 3 meses	64,22	270.000	5.407
De 3 a 6 meses	63,88	273.000	5.408
De 6 a 12 meses	61,85	914.000	8.033
Total		1.457.000	18.848

Controladora e Consolidado				
Zero cost collar	Preço médio (US\$)		Quantidade (bbl)	Valor justo
	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025
	Put	Call		
Menos de 3 meses	60,00	69,75	360.000	2.949
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	364.000	5.317
De 6 a 12 meses	60,00	69,75	368.000	6.274
Total			1.092.000	14.540

22. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia mantém política de monitoramento dos riscos inerente às suas operações. Durante o exercício de 2025 e de 2024 a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil e outros.

22.1 Controladora e Consolidado

Modalidade	Moeda	Valor em Risco		Valor máximo indenizável	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Riscos Ambientais	US\$	N/A	N/A	10.000	10.000
Danos Materiais	US\$	464.881	409.743	45.000	45.000
Responsabilidade Civil	US\$	N/A	N/A	6.000	6.000
D&O Empresarial	R\$	150.000	130.000	150.000	130.000
Seguro de Descomissionamento	R\$	N/A	23.325	N/A	23.325
Risco de Crédito	R\$	2.191.468	2.350.000	320.000	320.000
Total		2.806.349	2.913.068	531.000	534.325

23. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O Grupo desenvolve atividades única e exclusivamente de extração de Petróleo e Gás (E&P), seja na venda de produtos, seja na prestação de serviços, que representa 100% da receita líquida da Companhia. Essa atividade é considerada como um único segmento por parte da Administração da Companhia.

As informações reportadas à Administração da Companhia (principal tomador de decisões operacionais) para alocar recursos e avaliar o desempenho são revistos mensalmente através dos relatórios gerenciais de resultado que apresentam as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia investimentos, gastos, produção, outros indicadores operacionais e toma suas decisões com base nas informações consolidadas de todas as empresas do Grupo.

24. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA

Durante os exercícios de 2025 e de 2024, a Companhia realizou as seguintes transações que não envolveram caixa, portanto estas não estão refletidas nas demonstrações de fluxos de caixas.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Adições por novos contratos IFRS 16	36.426	22.884	36.426	22.884
Valores a pagar de aquisições - UPGN Guamaré	18.515	-	18.515	-
Dividendos a pagar	300.000	-	300.000	-
Contraprestação contingente - SPE Tiêta	-	22.033	-	22.033
<u>Transações com impacto no imobilizado</u>				
Reversão de provisão para abandono de poço	-	(65.037)	(265)	(66.924)
Provisão para abandono de poço	8.383	-	8.383	-
Total	<u>363.324</u>	<u>(20.120)</u>	<u>363.059</u>	<u>(22.007)</u>

25. EVENTO SUBSEQUENTE

Em 29 de dezembro de 2025, a Companhia concluiu a liquidação financeira de sua 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, totalizando R\$ 750 milhões, sendo R\$ 525 milhões na 1ª série e R\$ 225 milhões na 2ª série. As debêntures foram emitidas com remuneração de IPCA + 7,4564% a.a. (1ª série) e IPCA + 7,2833% a.a. (2ª série).

Ainda em dezembro de 2025, a Companhia contratou instrumentos derivativos do tipo swap para a 1ª série, com o objetivo de dolarização da dívida, resultando em um custo médio dolarizado equivalente a 4,80% a.a. e duration aproximada de 6,5 anos.

Em 12 de janeiro de 2026, a Companhia contratou instrumentos derivativos (swaps) para a 2ª série da 4ª emissão de debêntures, também com o objetivo de dolarização da dívida. Em conjunto com os referidos swaps, a 2ª série passou a apresentar um custo médio dolarizado equivalente a 5,15% a.a., com duration aproximada de 9 anos.

Considerando os instrumentos derivativos contratados para ambas as séries, a emissão passou a apresentar uma taxa média ponderada equivalente a 4,91% a.a. e duration média aproximada de 7,25 anos.