



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

# Quarto Trimestre de 2024 & Anual 2024

**Teleconferência  
de Resultados do  
4T24 & 2024**

Quinta-feira,  
20 de março de 2025  
9h | horário local

Para assistir, clique [aqui](#)

**RECV**  
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

## Sumário

<b>1. Destaques</b>	2
<b>2. Mensagem do Presidente</b>	3
<b>3. A PetroReconcavo</b>	5
3.1. Visão Geral	5
3.2. Portifólio de Ativos	5
3.3. Relatório de Reservas	5
<b>4. Mercado de Óleo e Gás</b>	6
4.1. Desempenho do Setor	6
4.2. Acontecimentos Relevantes no Setor	7
<b>5. Principais Eventos do Período</b>	7
<b>6. Operacional</b>	9
6.1. Produção	9
6.2. Sondagens e Serviços (RSO)	10
6.3. Comercialização	10
<b>7. Performance Financeira</b>	12
7.1. Receita Líquida	13
7.1.1. Hedge de Petróleo	13
7.2. Custos e Despesas operacionais	14
7.2.1. Lifting Cost	15
7.2.2. Royalties	16
7.3. EBITDA	16
7.4. Resultado Financeiro	16
7.5. Lucro Operacional e Lucro Líquido	17
7.6. Fluxo de Caixa	17
7.7. Investimento	18
7.8. Endividamento	19
<b>8. Sustentabilidade</b>	20
<b>9. Gente &amp; Gestão</b>	21
<b>10. Capital Social</b>	22
<b>11. Dividendos</b>	23
<b>12. Relacionamento com os Auditores Independentes</b>	23
<b>13. Anexo I</b>	24

## 1. Destaques

Salvador, 19 de março de 2025 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do quarto trimestre (“4T24” ou “trimestre”) e do ano de 2024 (“2024” 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*)	4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Receita Líquida	843.376	850.189	-1%	689.006	22%	3.264.554	2.814.361	16%
EBITDA	402.967	439.402	-8%	246.736	63%	1.643.036	1.278.144	29%
Margem EBITDA	47,8%	51,7%	-3,9 p.p.	35,8%	12,0 p.p.	50,3%	45,4%	4,9 p.p.
EBITDA Ajustado pelo Hedge	408.201	470.137	-13%	312.581	31%	1.770.248	1.546.353	14%
Margem EBITDA Ajustado	48,1%	53,4%	-5,3 p.p.	41,4%	6,7 p.p.	52,2%	50,2%	2,0 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,80 x	0,52 x	0,28 x	0,69 x	0,11 x	0,80 x	0,69 x	0,11 x
Lucro Líquido	32.444	158.840	-80%	186.687	-83%	437.498	708.938	-38%
Lucro Líquido Ajustado <sup>1</sup>	181.575	163.694	11%	186.687	-3%	680.932	708.938	-4%
Margem Líquida	3,8%	18,7%	-14,8 p.p.	27,1%	-23,2 p.p.	13,4%	25,2%	-11,8 p.p.
Margem Líquida Ajustada	21,5%	19,3%	2,3 p.p.	27,1%	-5,6 p.p.	20,9%	25,2%	-4,3 p.p.
Fluxo de Caixa Livre <sup>2</sup>	142.870	267.724	-47%	10.602	1248%	1.033.720	25.357	3977%
Produção Média Bruta (boe/dia)	26.300	26.372	0%	25.391	4%	26.332	25.960	1,4%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 14,52	\$ 13,77	5%	\$ 14,28	2%	\$ 13,60	\$ 13,07	4%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,84	R\$ 5,55	5%	R\$ 4,95	18%	R\$ 5,39	R\$ 4,99	8%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 74,73	\$ 80,34	-7%	\$ 84,05	-11%	\$ 80,76	\$ 82,62	-2%

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

### Destaques do Período

- Produção média de 26,3 mil barril de óleo equivalente (“boe”)/dia no ano e no trimestre, aumento de 1,4% em relação a 2023 e estável em relação ao 3T24;
- Receita Líquida de R\$ 3,3 bilhões no ano e R\$ 843 milhões no trimestre, aumento de 16% vs. 2023 e redução de 1% vs. 3T24;
- EBITDA de R\$ 1,6 bilhão no ano e de R\$ 403 milhões no trimestre, aumento de 29% e redução de 8%, no ano e no trimestre, respectivamente;
- Lucro Líquido Ajustado<sup>1</sup> de R\$ 681 milhões no ano e de R\$ 182 milhões no trimestre, queda de 4% vs. 2023 e aumento de 11% vs. 3T24, respectivamente;
- Geração de Caixa Livre de R\$ 1,0 bilhão no ano e de R\$ 143 milhões no trimestre, resultante das atividades operacionais, descontados das adições ao Imobilizado e Intangível;
- Em outubro, a Companhia realizou sua 2ª Emissão de Debêntures no valor de R\$ 650 milhões, sendo o montante utilizado para o pré-pagamento de dívida anterior;
- A Dívida Líquida em 31 de dezembro de 2024 era de R\$ 1,3 bilhão, representando uma alavancagem de 0,80x Dívida Líquida/EBITDA.

<sup>1</sup> Lucro Líquido descontados os efeitos cambiais da marcação a mercado da dívida e impostos diferidos das operações de swaps

<sup>2</sup> Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível

## 2. Mensagem do Presidente

Há 25 anos, a PetroReconcavo surgiu com um propósito claro: **transformar o onshore brasileiro**. Começamos com coragem, inovamos com propósito e crescemos com resiliência. O que antes era visto como um desafio, nós transformamos em oportunidade. Mais do que extrair riqueza, aprendemos a devolvê-la na forma de emprego, desenvolvimento e compromisso com as comunidades onde atuamos.

Hoje, **somos protagonistas do setor e celebramos esse legado**. E eu celebro também meu primeiro ano à frente dessa companhia. Somos a empresa independente de óleo e gás mais longa do Brasil e pioneiros na revitalização de campos maduros *onshore*. Nossa trajetória nos consolidou como referência, com **eficiência operacional incomparável** e uma cultura que valoriza inovação e excelência.

O ano de 2024 foi de desafios e avanços. Enfrentamos oscilações do mercado global e desafios operacionais que testaram nossa resiliência. Ajustamos rotas, fortalecemos nossa estrutura e reafirmamos que o planejamento precisa estar no centro da nossa estratégia. Com disciplina e foco, mantivemos nossa produção média em 26,3 mil boe/dia, mesmo diante das adversidades.

Apesar do cenário de volatilidade global, entregamos Receita Líquida de R\$ 3,3 bilhões, EBITDA de R\$ 1,6 bilhão e um Caixa gerado pelas atividades operacionais na ordem de R\$ 2,2 bilhões, um crescimento de 59% na comparação anual. Nossa forte geração de caixa possibilitou a distribuição de R\$ 806 milhões em proventos, representando um yield de aproximadamente 14,5% no ano, evidenciando nosso compromisso com a criação de valor para os acionistas.

Nossos investimentos refletem nossa visão de longo prazo. Expandimos nossa infraestrutura midstream, com a UTG São Roque em plena operação, ampliando nossa capacidade de processamento e monetização do gás. Avançamos na construção da UPGN Miranga, que terá capacidade inicial de 950 Mm<sup>3</sup>/dia e exigirá um investimento da ordem de US\$ 60 milhões. Além disso, seguimos na negociação para aquisição de 50% da UPGN Guamaré, com investimento previsto em US\$ 65 milhões.

Fortalecemos nossas operações de perfuração, consolidando uma frota de equipamentos robusta e altamente eficiente, o que nos torna únicos no setor. Hoje, operamos com três sondas de perfuração e seguimos expandindo nossa capacidade produtiva. Atingimos um marco interno ao perfurar um poço com mais de 3,5 mil metros de profundidade, consolidando nossa liderança técnica e operacional. Nossa verticalização garante maior autonomia, redução de custos e controle estratégico sobre sondas e serviços críticos.

Reforçamos nossas rotas de escoamento, assinando Memorandos de Entendimento com Ultracargo, CIPP, Dislub e Shell, visando otimizar e desenvolver novas rotas logísticas de petróleo na Bahia e no Rio Grande do Norte. Também implementamos um sistema de monitoramento da rede elétrica, reduzindo perdas e garantindo mais eficiência operacional.

Nosso crescimento vai além do operacional e financeiro. **Geramos impacto** na economia brasileira, impulsionando a geração de emprego, renda e o desenvolvimento de fornecedores locais. Investimos em regiões historicamente carentes no Nordeste, promovendo oportunidades e transformando realidades. Atualmente, 93% de nossos colaboradores são da região, e valorizamos cada um deles. Para cada emprego direto, criamos cerca de 9,7 (incluindo indiretos e efeito renda), movimentando toda uma cadeia econômica e resultando em mais de 17 mil empregos no Brasil. Nossos projetos sociais já beneficiaram mais de 17 mil pessoas em 2024, levando educação e geração de renda para as comunidades onde estamos presentes.

Estamos escrevendo um novo capítulo da nossa história. Estamos prontos para os próximos 25 anos.

A jornada que nos trouxe até aqui nos enche de satisfação, mas é o que vem pela frente que nos move. Cada colaborador desta companhia tem um papel essencial na construção desse futuro. Nossa inquietação e nossa

capacidade de execução continuarão nos guiando. Agradeço aos nossos acionistas pela confiança e aos nossos colaboradores pela dedicação. Juntos, seguiremos transformando o *onshore* brasileiro e elevando a PetroReconcavo a um novo patamar de excelência e crescimento.



José Firmo

### **3. A PetroReconcavo**

#### **3.1. Visão Geral**

Com 25 anos de história, a PetroReconcavo se destaca como pioneira no Brasil na operação, desenvolvimento e revitalização de campos maduros em bacias terrestres de petróleo e gás. Sua expertise é comprovada por alta performance em controle de custos e eficiência operacional. Técnicas como recuperação secundária por injeção de água, verticalização de serviços e gestão integrada de atividades são empregadas para otimizar a produção e garantir a sustentabilidade das operações, gerando um impacto positivo em milhares de vidas.

Com um forte compromisso com o desenvolvimento social, a PetroReconcavo promove iniciativas que beneficiam as comunidades onde atua. Ao longo de sua trajetória, a empresa construiu uma reputação sólida junto a clientes, órgãos reguladores, fornecedores e colaboradores, sustentada pela competência de sua equipe altamente qualificada, composta por profissionais especializados e acionistas fundadores com vasta experiência no setor de petróleo e gás natural.

O portfólio da Companhia engloba concessões de petróleo e gás natural localizadas na Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe. As operações do Ativo Bahia tiveram início em 2000, quando a PetroReconcavo firmou um contrato de produção com cláusula de riscos com a Petrobras no Polo Remanso. Poucos anos depois, a empresa expandiu sua presença com a aquisição de cinco concessões adicionais do Polo BTREC.

No Ativo Potiguar, as operações da PetroReconcavo começaram em dezembro de 2019, com a aquisição dos campos do Polo Riacho da Forquilha através do programa de desinvestimento de ativos terrestres da Petrobras. O Ativo, atualmente, composto por 31 concessões de petróleo e gás e três blocos exploratórios, está estrategicamente localizado a 50 km ao sul de Mossoró e cobre uma área significativa da Bacia Potiguar.

Também no programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, em dezembro de 2021, a Companhia adquiriu 100% da participação do Polo Miranga, hoje composto por 8 concessões, e 100% da participação do Polo Remanso, hoje composto por 11 concessões, este último que a Companhia já operava desde 2000.

Em fevereiro de 2023, a Companhia adquiriu a Maha Energy Brasil Ltda. (atualmente denominada SPE Tieta Ltda), com os campos de Tartaruga (75% de participação), localizado na Bacia de Sergipe, e de Tiê e 5 blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo (100% de participação).

Com um modelo de negócios sólido e em constante evolução, a PetroReconcavo segue expandindo sua presença no setor de petróleo e gás, consolidando-se como referência na operação de campos maduros no *onshore* brasileiro. Combinando novas tecnologias, eficiência, disciplina financeira e responsabilidade socioambiental, a Companhia reafirma seu compromisso com a geração de valor para seus acionistas, colaboradores e comunidades onde atua, impulsionando o desenvolvimento setor de E&P do país.

#### **3.2. Portifólio de Ativos**

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 31 concessões, sendo duas delas operadas por parceiro, e três Blocos Exploratórios. Já o Ativo Bahia é composto por 26 concessões operadas, e cinco Blocos Exploratórios.

#### **3.3. Relatório de Reservas**

Em 19 de março de 2025, a Companhia divulgou a certificação de reservas, com data base de 31 de dezembro de 2024, 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 2024, totalizam 183,8 milhões de barris de óleo equivalente e

um valor presente líquido (PV10) de US\$ 2,7 bilhões. Esta certificação inclui as reservas dos campos que compõem os Ativos Potiguar e Bahia.

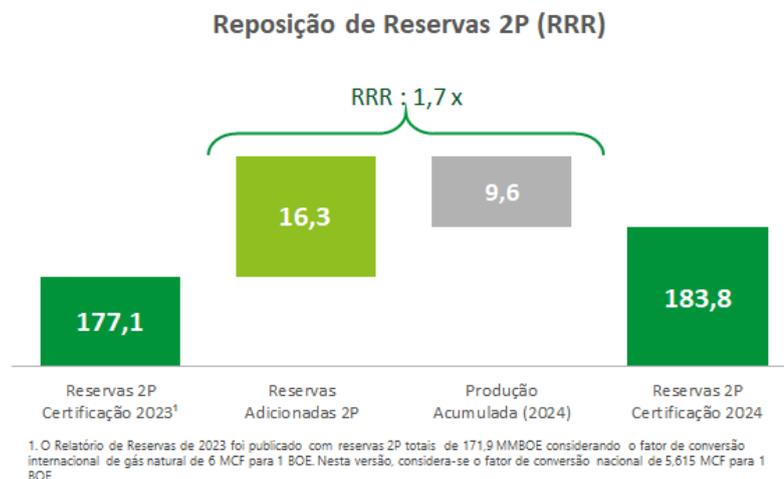
Com um PV10 no valor de US\$ 2,7 bilhões, as reservas brutas de participação Provasdas (1P) correspondem a 79% das Reservas 2P e 6 milhões de barris são classificados como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

### Reservas de Participação da Companhia (Working Interest) em 31/dez/2024

Reservas	Petróleo (MMBL)	Gás (BCF <sup>1</sup> )	Barris Equiv. (MMBOE <sup>2</sup> )
Ativo Bahia	41,3	265,1	88,5
Ativo Potiguar	39,6	98,7	57,2
<b>Provasdas (1P)</b>	<b>81,0</b>	<b>363,8</b>	<b>145,8</b>
Ativo Bahia	50,4	327,6	108,7
Ativo Potiguar	53,6	120,4	75,1
<b>Provasdas + Prováveis (2P)</b>	<b>104,0</b>	<b>448,0</b>	<b>183,8</b>

1. Bilhões de pés cúbicos  
2. Milhões de barris equivalentes de óleo  
Fator de conversão de BCF para MMBOE: 5,615

A taxa de reposição de reservas (“RRR”) na certificação de reservas de 2024 foi de 1,7x, conforme gráfico abaixo:



## 4. Mercado de Óleo e Gás

### 4.1. Desempenho do Setor

Em 2024, a produção total de petróleo e gás natural no Brasil atingiu 1,6 bilhão de barris de óleo equivalente (boe), permanecendo estável em relação à produção de 2023. Em relação ao petróleo, a produção somou 1,2 bilhão de barris, ficando 1,3% abaixo de 2023, quando atingiu 1,2 bilhão de barris. Já a produção de gás natural totalizou 352 milhões barris equivalentes de óleo (boe), apresentando um crescimento de 2% frente ao volume registrado no ano anterior (344 milhões de boe).

O pré-sal manteve sua predominância na produção nacional, respondendo por 78,3% do total produzido, consolidando-se como o principal vetor de crescimento do setor. O pós-sal representou 16,3%, enquanto a

produção *onshore* teve uma participação de 5,4%.

A produção terrestre de petróleo e gás natural cresceu 8,92% em 2024, refletindo o avanço operacional em determinados ativos *onshore*. Vale destacar ainda que, entre os ativos terrestres, o campo de Tiê, operado pela Companhia, destacou-se por concentrar 5 dos 10 poços terrestres de petróleo com maior produção no mês de dezembro. A demanda por petróleo e gás natural no Brasil manteve-se sólida, impulsionada pelo crescimento econômico, ampliação da infraestrutura e avanços regulatórios.

## **4.2. Acontecimentos Relevantes no Setor**

Em 2024, o preço do barril de petróleo permaneceu volátil, iniciando o ano a US\$ 77/bbl e atingindo um pico de US\$ 88/bbl em abril. Esse movimento foi impulsionado pelos cortes de produção da OPEP+ e pela intensificação dos conflitos no Oriente Médio, que elevaram as preocupações sobre a oferta da commodity.

No entanto, ao longo do ano, houve uma desaceleração no crescimento da demanda do petróleo, que no primeiro semestre atingiu os menores níveis desde 2020, devido à rápida desaceleração da economia da China, o que deve continuar a ocorrer em 2025. Com isso, o preço do petróleo bruto Brent encerrou o ano em US\$ 74,64/bbl, queda de 1,4% em relação ao preço fechamento de 2023.

A cotação do Dólar norte-americano em relação ao Real brasileiro apresentou alta volatilidade e variação com tendência de alta por quase todo o ano, resultando em uma desvalorização acentuada do Real. No fechamento de 2023, o Dólar estava cotado a R\$ 4,84, encerrando 2024 em R\$ 6,19, valorização de 28%.

## **5. Principais Eventos do Período**

- Em 11 de outubro, a agência de classificação de risco de crédito Moody's Local Brasil publicou relatório atribuindo à Companhia o Rating Corporativo de AA.br, com perspectiva estável. Esse mesmo rating foi replicado para a 2ª Emissão de Debêntures da Companhia;
- Em 21 de outubro foi liquidada a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R\$ 650 milhões;
- Em 24 de outubro, a Companhia efetuou o pré-pagamento da dívida sindicalizada de US\$ 126 milhões que havia sido contratada em setembro de 2022 para pagamento da dívida referente à aquisição do Polo Riacho da Forquilha;
- Em 31 de outubro, em Reunião do Conselho de Administração, foi aprovado o *Final Investment Decision* da UPGN Miranga, com capacidade de processamento de 950 mil m<sup>3</sup>/d, com possibilidade de expansão para 1,5 milhão m<sup>3</sup>/dia. O projeto tem previsão de início de execução no primeiro semestre de 2025, com início de operação até o final de 2027;
- Em 31 de outubro, a Companhia assinou três Memorandos de Entendimento (MoUs): Ultracargo Logística S.A.; Companhia de Desenvolvimento do Complexo Industrial e Portuário do Pecém – CIPP; Terminais Marítimos do Brasil S.A. – TM; Shell Western Supply and Trading Ltd. e Shell Trading Brasil Ltda., para cooperação para desenvolvimento de novas rotas de escoamento, bem como, soluções comerciais para venda do petróleo produzido nos ativos Bahia e Potiguar.
- Em 07 de novembro, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de proventos no montante de R\$ 379 milhões em forma de dividendos (R\$1,29 por ação) pagos em 26 de novembro de 2024;
- Em 18 de dezembro, a Companhia firmou um acordo de parceria vinculante com a Brava Energia S.A. para a aquisição de 50% da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural na Bacia Potiguar. A transação inclui as UPGNs II e III, com capacidade total de 3 milhões m<sup>3</sup>/dia, o Gasoduto Livramento/Guamaré e as Esferas de GLP, no Rio Grande do Norte. O valor previsto é de US\$ 65 milhões, sendo 35% na assinatura dos acordos definitivos e o restante no fechamento, condicionado ao cumprimento das exigências contratuais.

- Em 10 de fevereiro de 2025, a Companhia anunciou a alteração de seu auditor independente, conforme exigido pela Instrução CVM 23/21. A partir da revisão das contas referentes ao primeiro trimestre de 2025, as contas da Companhia passarão a ser auditadas pela Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda.
- Em 25 de fevereiro, a Companhia assinou aditivos aos Contratos para Venda do Petróleo Cru produzido pela Companhia na Bacia Potiguar junto à 3R Potiguar S.A., subsidiária da Brava Energia S.A.. Tais aditivos trazem um caráter de compartilhamento de riscos e *upsides* com base em condições de preço de mercado, dando mais sustentabilidade à relação entre as partes, ao mesmo tempo em que garantem à Companhia flexibilidade na comercialização da sua produção de petróleo oriunda da Bacia Potiguar.

## 6. Operacional

### 6.1. Produção

A produção média registrada em 2024 foi de 26,3 mil boe/dia, aumento de 1% em relação a 2023, ficando 4,9% e 7,6% abaixo da produção média 1P e 2P da certificação de reservas 2023 respectivamente. A produção do trimestre foi de 26,3 mil boe/dia, estável em relação ao trimestre anterior, sendo a produção média composta por 57,9% de óleo e 42,1% de gás.

A produção dos primeiros meses de 2024 foi substancialmente impactada pela paralisação da produção de petróleo e gás natural, ocorrida em dezembro de 2023, decorrentes de problemas ocorridos no Ativo Industrial de Guimarães, naquele momento, que interrompeu o escoamento da produção. A parada total da produção por 12 dias em dezembro de 2023 resultou no aumento das falhas nos equipamentos, levando a um maior número de ações corretivas e à necessidade de mais reparos nos poços, o que desencadeou uma postergação do programa de *workovers*. Além disso, eventos climáticos extremos ao longo do primeiro semestre impactaram negativamente a produção, colaborando para o maior número de falhas elétricas.

Com a necessidade de direcionar as sondas para esses reparos, o programa de *workovers* foi intensificado a partir de maio, resultando em uma execução projetos de *workover* abaixo do estimado para o ano de 2024 na certificação de reservas de 2023.

Para mitigar estes efeitos, em novembro a Companhia contratou mais duas sondas de *workover* para fortalecer sua capacidade de execução. Em 2024, foram concluídos 212 projetos de *workovers*, 7,4% abaixo do projetado na certificação de reservas 2P.

<b>Produção</b> (boe/dia)	<b>4T24</b>	<b>3T24</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>	<b>Δ%</b>
Óleo	8.506	8.580	-1%	8.401	1%	8.860	9.172	-3%
Gás	4.822	4.748	2%	4.346	11%	4.813	4.517	7%
<b>Ativo Potiguar</b>	<b>13.328</b>	<b>13.328</b>	<b>0%</b>	<b>12.747</b>	<b>5%</b>	<b>13.674</b>	<b>13.688</b>	<b>0%</b>
Óleo	7.040	6.583	7%	6.177	14%	6.461	5.997	8%
Gás	5.933	6.460	-8%	6.467	-8%	6.197	6.275	-1%
<b>Ativo Bahia</b>	<b>12.973</b>	<b>13.043</b>	<b>-1%</b>	<b>12.644</b>	<b>3%</b>	<b>12.658</b>	<b>12.272</b>	<b>3%</b>
Óleo	15.545	15.163	3%	14.578	7%	15.321	15.169	1%
Gás	10.755	11.209	-4%	10.813	-1%	11.011	10.792	2%
<b>Total</b>	<b>26.300</b>	<b>26.372</b>	<b>0%</b>	<b>25.391</b>	<b>4%</b>	<b>26.332</b>	<b>25.960</b>	<b>1%</b>

#### **Ativo Bahia**

Em 2024, o Ativo registrou produção média de 12,7 mil boe/dia, aumento de 3% na comparação anual, com destaque para intensificação no desenvolvimento de produção no campo de Tiê, que na média, apresentou aumento de 57% em sua produção, em função da otimização dos poços existentes, bem como da perfuração de novos poços, três já operacionais em 2024 (TIE-011, TIE-12 e TIE-009). O poço TIE-013 iniciou produção em 29 de dezembro de 2024 e em janeiro de 2025 constava como o 3º melhor poço produtor no *onshore* brasileiro.

No trimestre, a produção do Ativo Bahia foi de 13,0 mil boe/dia, queda de 1% em relação ao trimestre anterior. A produção de óleo apresentou aumento de 7% devido a entrada em operação de novos poços em Tiê, mitigado pela redução de 8% na produção de gás natural em função de falhas de bombas em poços de alta produção de gás em Miranga e Jacuípe, além de uma parada para manutenção corretiva em gasoduto de terceiro em novembro.

## **Ativo Potiguar**

Em 2024, o Ativo registrou produção média de 13,7 mil boe/dia, estável na comparação anual. Conforme citado acima, a produção sofreu efeitos significativos das paradas do Ativo Industrial de Guamaré em dezembro de 2023. Além disso, no ano, houve um alto número de falhas de poços, que foram mitigados pela campanha de *workovers* realizada mais fortemente a partir de maio de 2024.

No trimestre a produção do Ativo Potiguar foi de 13,3 mil boe/dia, mantendo estabilidade em relação ao trimestre anterior, resultante de falhas em poços de alta vazão, em novembro, e paradas programadas para inspeção de vasos, em dezembro, que foram compensados pelos trabalhos de *workover* realizados no trimestre.

## **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*. Em 2024, a frota média em operação foi composta por treze sondas de *workover*, além de termos finalizado o ano com três sondas próprias de perfuração.

No primeiro semestre de 2024, grande parte das sondas de *workover* foi direcionada para a realização de projetos de *wellservice*, em função do aumento do número de falhas. A partir de maio, a Companhia intensificou a realização de projetos de *workover* e, em novembro, contratou duas sondas terceirizadas, totalizando quinze sondas de *workover* em operação: doze próprias, uma alugada e duas terceirizadas, distribuídas entre os Ativos Bahia (sete sondas) e Potiguar (oito sondas).

Em julho de 2024, a Companhia completou sua frota de perfuração com a chegada e início de operação da sonda PR-14. Suas operações tiveram início com a perfuração de dois poços em Tiê, entre os meses de agosto e outubro. Além disso, a sonda executou a perfuração mais profunda já realizada pela Companhia, atingido 3.560 metros de profundidade, no Campo de Biriba. A chegada da PR-14 representa um marco importante para a PetroReconcavo, expandindo os horizontes de exploração e produção, com a possibilidade de realizar perfurações mais profundas, direcionais, com mais tecnologia e de maneira segura e eficiente.

A PR-21 executou, ao longo dos cinco primeiros meses de 2024, cinco perfurações no Ativo Potiguar todas nos campos do Complexo Sabiá. Em junho, a sonda foi deslocada para o Espírito Santo, onde prestou serviços à Seacrest Petróleo, executando 10 poços ao longo de quatro meses. No quarto trimestre, retornou ao Ativo Potiguar, onde concluiu dois poços no Complexo Sabiá e um em Paturi, já em produção, além de mais dois poços – um em Sabiá da Mata e outro em Janduí – que entraram em produção em janeiro e fevereiro, respectivamente.

A PR-04 perfurou seis poços no Ativo Potiguar durante o primeiro semestre – todos em Riacho da Forquilha, além de um poço em Tiê. Em julho, a sonda se deslocou para prestação de serviço em Alagoas, onde realizou a perfuração de dois poços para a Origem Energia. Em novembro, a sonda retornou para o Ativo Bahia, onde perfurou um novo poço no Campo de Tiê.

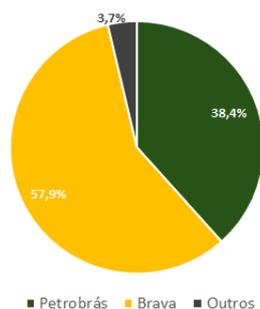
No total, ao longo de 2024, a companhia executou 212 *workovers* e 21 perfurações.

## **6.3. 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 produzido foi comercializado com a Brava Energia, Dax, Origem, Gran Oil, Química Peixoto e Biomazza.

### Venda de Petróleo 2024 (%)



O preço médio de venda de petróleo foi de US\$ 68,55 e US\$73,57 por barril, representando 91,7% e 91,1% do valor de referência do Brent, no trimestre e no ano, respectivamente.

Preço Médio Realização Petróleo		4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Receita Líquida excluindo efeito do hedge	(R\$ Mil)	567.669	565.253	0%	538.404	5%	2.215.816	2.081.076	6%
Volume Entregue	Mbbbl	1.419	1.386	2%	1.388	2%	5.586	5.537	1%
<b>Preço Médio Realização</b>	(R\$/bbl)	<b>400,10</b>	<b>407,90</b>	<b>-2%</b>	<b>387,90</b>	<b>3%</b>	<b>396,68</b>	<b>375,87</b>	<b>6%</b>
<b>Preço Médio Realização</b>	(US\$/bbl)	<b>68,55</b>	<b>73,50</b>	<b>-7%</b>	<b>78,31</b>	<b>-12%</b>	<b>73,57</b>	<b>75,26</b>	<b>-2%</b>

Com o propósito de desenvolver novas rotas de escoamento de petróleo, a Companhia firmou três Memorandos de Entendimento (MoUs) estratégicos com a Ultracargo Logística, a Terminais Marítimos do Brasil (Dislub Equador), a Shell Western Supply and Trading Limited e a Companhia de Desenvolvimento do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP). O MoU com a Ultracargo tem como foco a realização de estudos técnicos sobre a logística de escoamento e armazenagem de petróleo nos portos de Aratu (BA) e Suape (PE). Por sua vez, o acordo com a Dislub Equador e a CIPP busca soluções para escoar o petróleo do Ativo Potiguar pelo Porto de Pecém (CE), contemplando uma estrutura temporária e a integração com a infraestrutura de tancagem e armazenamento do CIPP.

O MoU firmado com a Shell estabelece uma cooperação técnica e comercial para a criação de um plano logístico voltado ao mercado do petróleo produzido na Bahia e no Rio Grande do Norte, identificando as melhores rotas e oportunidades de comercialização. Esses acordos representam um avanço significativo no plano de resiliência operacional da PetroReconcavo, viabilizando o desenvolvimento de novas rotas e condições comerciais que ampliam o acesso a novos mercados.

### Gás Natural

Em julho de 2024, a Companhia começou a processar gás natural na UTG São Roque, passando então a realizar a entrega do gás natural no ponto de entrega da Bahiagás, localizado nas proximidades da Estação São Roque, no estado da Bahia.

Além disso, a Companhia assinou com a Petrobras aditivo ao contrato de processamento da UTG Catu, estendendo o período contratual por mais 3,5 anos (até o final de 2027, o que coincide com a data prevista para o início de operação da UPGN Miranga), preservando a capacidade de processamento atualmente contratada e otimizando a tarifa de processamento.

A Companhia iniciou um projeto para a construção de uma nova UPGN no Polo Miranga, que terá capacidade de processamento de 950 mil metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d), com possibilidade de expansão para 1,5 milhão m<sup>3</sup>/d, com investimento estimado em US\$ 60 milhões. A UPGN Miranga permitirá a verticalização completa das atividades de *midstream* na Bahia, reduzindo a dependência de terceiros para o processamento de sua produção.

Para os campos de Tartaruga e Tiê, localizados nos estados de Sergipe e Bahia, respectivamente, a Companhia manteve contratos de comercialização da produção de gás natural rico com as empresas CDGN e Brasil GTW, uma vez que estes campos ainda não estão conectados à infraestrutura de escoamento e processamento, não

podendo, desta forma, serem comercializados aos clientes interligados à malha de distribuição ou transporte. A Companhia construiu, no mês de fevereiro de 2025, um gasoduto que permitirá a interligação do campo de Tiê ao gasoduto de Miranga e, conseqüentemente, à UTG Catu, e atualmente aguarda a emissão de licença ambiental para entrada em operação.

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 8,77 e US\$ 9,59 por MMBTU, representando 11,74% e 11,87% do valor de referência do Brent, no trimestre e no ano, respectivamente.

<b>Preço Médio Realização Gás</b>		<b>4T24</b>	<b>3T24</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>	<b>Δ%</b>
Receita Líquida	(R\$ Mil)	276.404	291.604	-5%	216.447	28%	1.138.808	1.001.495	14%
Volume Entregue	Mm3	144.692	147.424	-2%	121.323	19%	590.419	522.373	13%
<b>Preço Médio Realização</b>	(R\$/Mm3)	<b>1,91</b>	<b>1,98</b>	<b>-3%</b>	<b>1,78</b>	<b>7%</b>	<b>1,93</b>	<b>1,92</b>	<b>1%</b>
<b>Preço Médio Realização</b>	(US\$/MMBTU)	<b>8,77</b>	<b>9,55</b>	<b>-8%</b>	<b>9,66</b>	<b>-9%</b>	<b>9,59</b>	<b>10,29</b>	<b>-7%</b>

## Gás Seco

A Companhia encerrou o ano com contratos de demanda firme para volumes com entregas de, aproximadamente, 1.430 mil m<sup>3</sup>/dia para distribuidoras estaduais de gás natural na região Nordeste. Para o ano de 2025, o volume contratado é de 1.530 mil m<sup>3</sup>/dia, com isso, aproximadamente 87% da produção de gás média em 2024 (equivalente a 37% da produção total) está vinculada a contratos de longo prazo, que incluem cláusulas de preço mínimo e máximo ou preço fixo. Esse modelo contratual atua como um hedge natural para a Companhia, garantindo previsibilidade e proteção contra oscilações no preço do Brent.

Em julho, a Companhia assinou aditivo contratual com a Bahiagás, de forma a endereçar as entregas realizadas diretamente na UTG São Roque. Especificamente para este ponto de entrega, o modelo contratual passa a não contar mais com a Parcela do Processamento em sua formulação, e, com isso, a venda da molécula passa a contar com uma margem adicional para o gás entregue, possibilitando ganhos comerciais além dos já mencionados ganhos nos custos operacionais da UTG SRO.

Em agosto, a PetroReconcavo lançou a RECVTrade, sua plataforma de comercialização de gás natural. Através dessa plataforma, os clientes da Companhia podem realizar a programação do suprimento de gás, incluindo operações no mercado *spot*. Desde sua implementação, 15 clientes já foram cadastrados, dos quais sete utilizam ativamente a ferramenta. A partir de 2025, a Companhia passará a realizar leilões de excedentes de gás por meio da RECVTrade, aprimorando a eficiência na gestão da produção e comercialização de gás natural.

## Líquidos de Gás Natural

Em 2024, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) do Ativo Potiguar foi comercializada com as distribuidoras Nacional Gás Butano e Supergasbras, enquanto o C5+ foi comercializado com a Brava Energia, ambos na saída da UPGN Guimarães. Já o volume de condensado bruto produzido na Bahia (C3+) foi comercializado com a Petrobras, na saída da UTG Catu.

## 7. Performance Financeira

<b>Demonstração de Resultados</b> (R\$ Mil)	<b>4T24</b>	<b>3T24</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>	<b>Δ%</b>
Receita Líquida	843.376	850.189	-1%	689.006	22%	3.264.554	2.814.361	16%
Custos e Despesas	(378.647)	(352.394)	7%	(384.998)	-2%	(1.396.876)	(1.298.377)	8%
Royalties	(61.762)	(58.393)	6%	(57.272)	8%	(224.642)	(237.840)	-6%
<b>EBITDA</b>	<b>402.967</b>	<b>439.402</b>	<b>-8%</b>	<b>246.736</b>	<b>63%</b>	<b>1.643.036</b>	<b>1.278.144</b>	<b>29%</b>
Depreciação, Amortização e Depleção	(159.742)	(202.998)	-21%	(166.796)	-4%	(694.816)	(598.327)	16%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>243.225</b>	<b>236.404</b>	<b>3%</b>	<b>79.940</b>	<b>204%</b>	<b>948.220</b>	<b>679.817</b>	<b>39%</b>
Resultado Financeiro Líquido	(257.261)	(40.324)	538%	35.714	n.m.	(584.815)	49.012	n.m.
Impostos Correntes	(3.432)	(4.316)	-20%	(25.639)	-87%	(11.188)	(32.666)	-66%
Impostos Diferidos	49.912	(32.924)	n.m.	96.672	-48%	85.281	12.775	568%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>32.444</b>	<b>158.840</b>	<b>-80%</b>	<b>186.687</b>	<b>-83%</b>	<b>437.498</b>	<b>708.938</b>	<b>-38%</b>

## 7.1. Receita Líquida

A Receita Líquida em 2024 foi de R\$ 3,3 bilhões, 16% maior que 2023, e de R\$ 843 milhões no trimestre, queda de 1% em relação ao trimestre anterior.

Receita Líquida (R\$ Mil)	4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	268.103	258.315	4%	232.806	15%	979.677	854.212	15%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	299.567	306.938	-2%	305.598	-2%	1.236.140	1.226.863	1%
Instrumentos financeiros derivativos	(5.234)	(30.735)	-83%	(65.845)	-92%	(127.212)	(268.209)	-53%
<b>Receita Líquida com Petróleo</b>	<b>562.435</b>	<b>534.518</b>	<b>5%</b>	<b>472.559</b>	<b>19%</b>	<b>2.088.605</b>	<b>1.812.868</b>	<b>15%</b>
<b>Receita Líquida com Gás natural e subprodutos</b>	<b>276.403</b>	<b>291.604</b>	<b>-5%</b>	<b>216.447</b>	<b>28%</b>	<b>1.138.807</b>	<b>1.001.494</b>	<b>14%</b>
<b>Receita Líquida com Serviços</b>	<b>4.537</b>	<b>24.068</b>	<b>-81%</b>	<b>-</b>	<b>n.m.</b>	<b>37.142</b>	<b>-</b>	<b>n.m.</b>
<b>Receita Líquida Total</b>	<b>843.376</b>	<b>850.189</b>	<b>-1%</b>	<b>689.006</b>	<b>22%</b>	<b>3.264.554</b>	<b>2.814.361</b>	<b>16%</b>

A **Receita Líquida com petróleo** apresentou aumento de 15% e 5% em relação ao ano e ao trimestre anterior, respectivamente. Esses aumentos são resultado, principalmente, da redução dos efeitos dos hedges de petróleo, tanto no ano quanto no trimestre e do aumento da taxa de câmbio, parcialmente mitigados pela redução no preço do petróleo tipo Brent.

A **Receita Líquida com gás** apresentou aumento de 15% e redução de 5% em relação ao ano e ao trimestre, respectivamente, principalmente influenciados pela variação da produção que, no ano, teve um aumento de 2% devido às paradas de produção no 4T23, queda de 4% no trimestre, em relação ao 3T24, devido a paradas para manutenção de vasos no ativo Bahia.

A **Receita Líquida com prestação de serviços** no seguimento de RSO foi de R\$ 37,1 milhões no ano em função da prestação de serviços de perfuração para terceiros. No trimestre a receita foi de R\$ 4,5 milhões resultante de valores remanescente da prestação de serviços de perfuração realizados no trimestre anterior.

No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com volume de 72 mil barris de petróleo, ao preço médio de US\$ 59,43/bbl. O impacto negativo de instrumentos financeiros derivativos foi 83% menor na Receita Líquida, quando comparado ao trimestre anterior, e 53% menor quando comparado ao ano anterior, marcando o fim dos hedges de *Non Deliverable Forward*.

### 7.1.1. Hedge de Petróleo

Para mitigar o risco de variação nos preços das commodities, a Companhia avalia continuamente a possibilidade de realizar operações de hedge na produção futura de petróleo, visando aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. No trimestre, os contratos a termo de *commodity*, *Non-Deliverable Forward* (NDF), relativos ao processo de aquisição do Ativo Potiguar para gerir o risco de preço, foram encerrados. Atualmente, a Companhia possui contratos de hedge no formato de *Zero Cost Collar*.

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

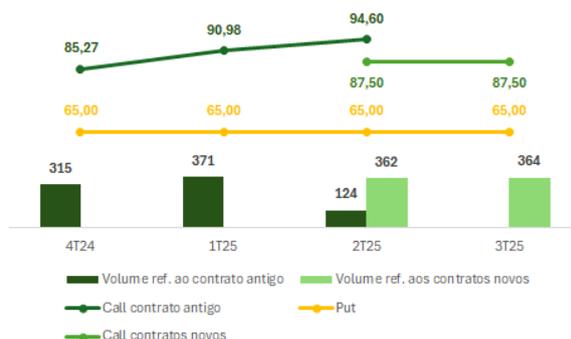
Contabilmente, a avaliação desses contratos é realizada através de instrumentos financeiros, com uma marcação a mercado positiva ou negativa. No entanto, na prática, se a curva do Brent seguir a curva futura e estiver dentro dos limites do *Collar*, a Companhia não terá desembolso nem recebimento efetivo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

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia tinha os seguintes contratos:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
Em 31/12/2024	Put	Call	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	65,00	90,98	371.000	145
De 3 a 6 meses	65,00	94,60	124.000	430
De 6 a 12 meses	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>65,00</b>	<b>91,89 *</b>	<b>495.000</b>	<b>575</b>

\* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31/dezembro/2024.

Em janeiro de 2025, foram contratados volumes adicionais de hedge do tipo ZCC que passarão a ter efeito a partir de abril, conforme gráfico abaixo:



O volume médio total de barris *hedgedos* para os primeiros nove meses de 2025 é de aproximadamente 4.473 boe/dia, representando cerca de 17% da produção média total e de a 29% da produção média de petróleo da Companhia em 2024.

## 7.2. Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Pessoal	69.569	74.291	-6%	79.753	-13%	274.271	275.275	0%
Serviços e Materiais	175.324	151.932	15%	119.485	47%	553.842	395.910	40%
Energia Elétrica	18.196	18.441	-1%	16.929	7%	72.093	77.230	-7%
Vendas	-	3.048	n.m.	31.639	n.m.	3.940	40.495	-90%
Outros Custos e Despesas	17.617	2.139	724%	28.486	-38%	73.920	36.083	105%
Custos de Midstream	97.941	102.543	-4%	108.706	-10%	418.810	473.384	-12%
Compra/Swap de gás	19.082	17.075	12%	19.546	-2%	61.951	98.194	-37%
Escoamento de gás	3.543	3.957	-10%	5.203	-32%	18.713	23.896	-22%
Processamento de gás	48.286	52.073	-7%	42.535	14%	219.741	183.152	20%
Transporte de gás	27.030	29.438	-8%	41.422	-35%	118.405	168.142	-30%
<b>Custos e Despesas Totais</b>	<b>378.647</b>	<b>352.394</b>	<b>7%</b>	<b>384.998</b>	<b>-2%</b>	<b>1.396.876</b>	<b>1.298.377</b>	<b>8%</b>

Os Custos e Despesas no trimestre foram de R\$ 379 milhões, aumento de 7% em relação ao trimestre anterior. No ano os Custos e Despesas foram de R\$ 1,4 bilhão, aumento de 8% em relação a 2023. A variação dos Custos e Despesas pode ser explicada por:

**Pessoal:** redução de 6%, quando comparado ao trimestre anterior, uma vez que o 3T24 sofreu impacto em função de atualização de provisões para pagamento de acordo coletivo referente ao ano de 2024. No ano, a rubrica de pessoal se manteve estável;

**Serviços e materiais:** aumento de 15% em relação ao trimestre anterior, em função, principalmente, do aumento nos gastos com reparo de poços por conta do maior número de falhas e quebras no período, gerando um aumento de R\$ 12,6 milhões no trimestre.

Aumento de 40% em relação a 2023, em função, principalmente, de aumentos nos custos: (i) com transporte de óleo, principalmente, por conta do crescimento da produção no campo de Tiê, que ainda não tem escoamento por oleoduto (+R\$ 4,0 milhões), (ii) com reparo de poços, devido a aumento na quebra de poços no período (+R\$ 20,6 milhões); (iii) com integridade de ativos associados ao plano de resiliência operacional (+R\$34,6 milhões), e;

(iv) custos associados à prestação de serviços externos das duas sondas de perfuração que operaram para terceiros ao longo do ano.

Adicionalmente, ocorreram despesas com serviços de consultorias para os projetos de eficiência no montante de R\$ 11,9 milhões em 2024, dos quais R\$ 7,7 milhões foram desembolsados no 4T24.

**Energia elétrica:** redução de 1% em relação ao trimestre anterior. No comparativo anual a energia elétrica reduziu 7% devido a gestão mais eficiente de energia no polo de Miranga, que passou a ser internalizada ao longo do ano;

**Vendas:** no trimestre não houve despesas nesta rubrica. Em 2024, as despesas foram de R\$ 3,9 milhões, 90% abaixo do valor do ano anterior em função das despesas de logística e armazenamento do petróleo produzido no ativo Potiguar, devido à parada da refinaria Clara Camarão, que, somente no 4T23 somaram R\$ 31,6 milhões.

**Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural):** Em 2024, houve uma redução de 37% nos custos com compra de gás, uma vez que, em 2023 foi necessário comprar um volume acima da média para suprir contratos de gás durante as paradas que aconteceram no ativo Potiguar. Houve um aumento em relação ao 3T24 devido ao maior volume de compra de *Swap* de Gás. Os custos com processamento de gás natural cresceram 20% em relação ao ano anterior devido ao fato de não ter ocorrido processamento de gás na Bahia nos dois primeiros meses de 2023, quando ainda vigorava os contratos de *Swap de Gás* com a operadora da UPGN. Na comparação trimestral, houve queda de 7%, refletindo ganhos de eficiência com a UTG São Roque, além de, otimizações das tarifas de processamento com a UTG Catu e a UPGN Guimarães. Os custos com transporte reduziram 30% e 8% versus o ano e o trimestre anteriores, respectivamente, devido principalmente à redução do volume gás natural transportado, uma vez que o gás processado na UTG São Roque é entregue diretamente para a Bahiagás;

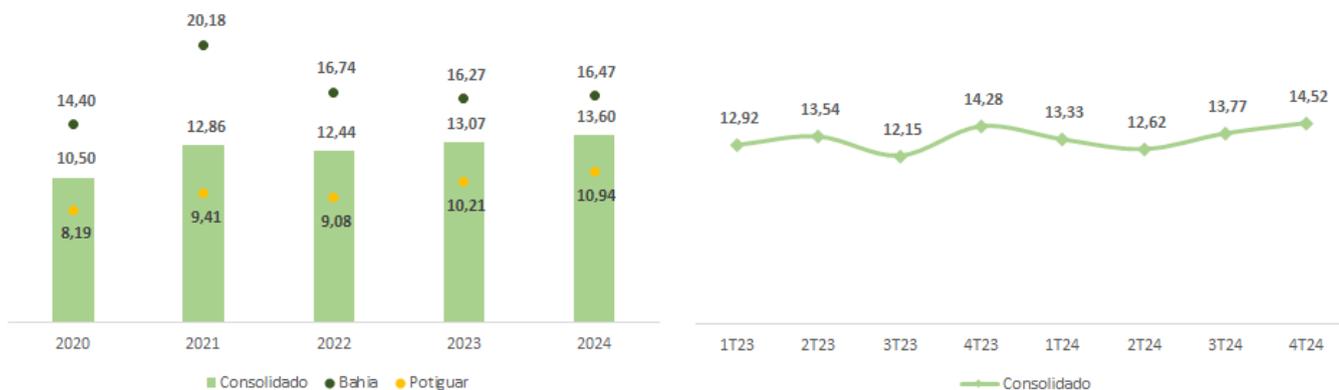
**Outros custos e despesas:** aumento de R\$ 15,5 milhões na comparação trimestral e de R\$ 37,8 milhões na comparação anual. No trimestre, o aumento se deve ao fato de parte da receita de prestação e serviços entrar nessa linha, assim, no 3T24, esta linha foi reduzida por uma receita de R\$ 14,2 milhões. Na comparação anual, além do efeito mencionado anteriormente, há também o impacto da provisão de *earn-out* a ser pago à Maha, decorrente da pela compra do campo de Tiê, no valor de R\$ 22,0 milhões. Por fim, os custos com licenciamento ambiental, sobretudo no Ativo Potiguar, aumentaram R\$ 8,1 milhões, devido, principalmente, a renovações de algumas licenças que ocorrem a cada três anos.

### **7.2.1. 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 do 4T24 foi de US\$ 14,52/boe, aumento de 5% em relação ao 3T24. Já o custo médio de produção foi de 2024 de US\$ 13,60/boe, aumento de 4% em relação a 2023, refletindo aumento dos custos, mencionado no tópico acima.

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



### 7.2.2. Royalties

A Companhia contabilizou R\$ 224,6 milhões de *Royalties* no ano, redução de 6% em relação a 2023, em razão dos benefícios de redução de *royalties* sobre a produção incremental aprovados pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, junto ao processo de extensão de determinadas concessões. No trimestre a Companhia contabilizou R\$ 61,8 milhões de *Royalties*, aumento de 6% na comparação trimestral, impulsionado pelo crescimento da produção no campo de Tiê, cuja alíquota é maior que a média.

### 7.3. EBITDA

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, foi de R\$ 1,6 bilhão no ano, aumento de 29% em relação a 2023. No trimestre, o EBITDA foi de R\$ 403,0 milhões, redução de 8% em relação ao 3T24.

### 7.4. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi negativo em R\$ 585 milhões no ano, e negativo em R\$ 257 milhões no trimestre, em função, principalmente, do aumento na variação cambial dos passivos denominados em moeda estrangeira

Resultado financeiro (R\$ Mil)	4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Receitas financeiras	11.999	12.304	-2%	19.726	-39%	50.552	65.949	-23%
Despesas financeiras	(88.611)	(70.989)	25%	(30.229)	193%	(240.844)	(108.873)	121%
Variações cambiais, líquidas	(180.649)	18.361	n.m.	46.217	n.m.	(394.523)	91.936	n.m.
<b>Resultado financeiro, líquido</b>	<b>(257.261)</b>	<b>(40.324)</b>	<b>538%</b>	<b>35.714</b>	<b>n.m.</b>	<b>(584.815)</b>	<b>49.012</b>	<b>n.m.</b>

Além disto, a Companhia dolarizou a dívida referente a 1ª e 2ª emissões de debêntures por meio de uma operação de *swap* cambial, cuja mensuração do valor justo é realizada trazendo a valor presente de mercado. Essa variação é registrada no resultado do exercício, no entanto, vale ressaltar que os efeitos da marcação a mercado da dívida não possuem efeito caixa, apenas contábil. Assim, excluídos os efeitos dessa marcação o Resultado Financeiro seria negativo em R\$ 210 milhões no ano, e negativo em R\$ 25 milhões no trimestre.

A Companhia tem por estratégia dolarizar suas dívidas, uma vez que quase a totalidade de suas receitas são denominadas em Dólares Norte-Americanos, buscando assim reduzir o risco de descasamento dos fluxos de caixa futuros.

As despesas financeiras, por sua vez, cresceram 25% no trimestre e 121% no ano devido ao aumento na dívida bruta da Companhia com as novas emissões de Debêntures, despesas associadas à liquidação antecipada de dívidas anteriores, bem como por conta do aumento nas taxas de juros brasileiras (Selic) e internacionais (SOFR).

## 7.5. Lucro Operacional e Lucro Líquido

O Lucro Operacional do ano foi de R\$ 948 milhões, aumento de 39% em relação a 2023, e de R\$ 243 milhões no trimestre, aumento de 3% versus o trimestre anterior.

O Lucro Líquido contábil do ano foi de R\$ 437 milhões e de R\$ 32 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\$ 681 milhões no ano e de R\$ 182 milhões no trimestre, redução de 4% e aumento de 11% no ano e no trimestre, respectivamente.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>32.444</b>	<b>158.840</b>	<b>-80%</b>	<b>186.687</b>	<b>(1)</b>	<b>437.498</b>	<b>708.938</b>	<b>(0)</b>
MTM	225.957	7.354	2973%	-	n.m.	368.840	-	n.m.
Imposto Diferido sobre MTM	(76.825)	(2.500)	2973%	-	n.m.	(125.406)	-	n.m.
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>181.575</b>	<b>163.694</b>	<b>11%</b>	<b>186.687</b>	<b>-3%</b>	<b>680.932</b>	<b>708.938</b>	<b>-4%</b>

## 7.6. Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	(14.036)	196.080	n.m.	115.654	n.m.	363.405	728.829	-50%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	144.290	39.957	261%	(64.719)	n.m.	387.561	(81.818)	n.m.
Depreciação, Amortização e Depleção	159.742	202.998	-21%	166.796	-4%	694.816	598.327	16%
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	237.124	22.801	940%	65.890	260%	495.759	268.254	85%
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	136.840	59.362	131%	58.367	134%	319.182	235.195	36%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	15.471	7.246	114%	6.659	132%	78.067	21.369	265%
Variação de Ativos e Passivos	(8.420)	64.554	n.m.	36.096	n.m.	145.366	23.676	514%
Pagamento de Contratos de Hedge	(5.235)	(30.734)	-83%	(65.845)	-92%	(127.539)	(268.209)	-52%
Juros Pagos	(55.813)	(39.196)	42%	(6.704)	733%	(140.901)	(60.439)	133%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(2.430)	(1.874)	30%	(4.007)	-39%	(18.622)	(73.378)	-75%
<b>Varição do Caixa resultante das Atividades Operacionais</b>	<b>607.533</b>	<b>521.194</b>	<b>17%</b>	<b>308.187</b>	<b>97%</b>	<b>2.219.127</b>	<b>1.391.806</b>	<b>59%</b>
Aquisição da SPE Tiêta, líquida do Caixa Recebido	-	-	n.m.	-	n.m.	-	(472.255)	n.m.
Aplicações Financeiras	313.769	129.235	143%	370.032	-15%	(417.179)	977.533	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(464.663)	(253.470)	83%	(297.585)	56%	(1.185.407)	(1.366.449)	-13%
<b>Varição do Caixa resultante das Atividades de Investimento</b>	<b>(150.894)</b>	<b>(124.235)</b>	<b>21%</b>	<b>72.447</b>	<b>n.m.</b>	<b>(1.602.586)</b>	<b>(861.171)</b>	<b>86%</b>
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	648.457	-	n.m.	-	n.m.	1.746.027	-	n.m.
Adições, líquidas dos Custos de Captação	-	-	n.m.	-	n.m.	-	279.030	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(881.618)	(384.623)	129%	(113.268)	678%	(1.475.806)	(690.362)	114%
Exercício de Opção de Ações	-	201	n.m.	490	n.m.	1.207	2.344	-49%
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	-	-	n.m.	1	n.m.	495	260	90%
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	-	(2.863)	n.m.	-	n.m.	(14.124)	(4.055)	248%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	(348.617)	(2)	n.m.	(149.153)	134%	(775.976)	(281.943)	175%
<b>Varição do Caixa resultante das Atividades de Financiamento</b>	<b>(581.778)</b>	<b>(387.287)</b>	<b>50%</b>	<b>(261.930)</b>	<b>122%</b>	<b>(518.177)</b>	<b>(694.726)</b>	<b>-25%</b>
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	n.m.	-	n.m.	-	247	n.m.
<b>Varição do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>(125.139)</b>	<b>9.672</b>	<b>n.m.</b>	<b>118.704</b>	<b>n.m.</b>	<b>98.364</b>	<b>(163.844)</b>	<b>n.m.</b>
<b>Fluxo de Caixa Livre <sup>3</sup></b>	<b>142.870</b>	<b>267.724</b>	<b>-47%</b>	<b>10.602</b>	<b>1248%</b>	<b>1.033.720</b>	<b>25.357</b>	<b>3977%</b>

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R\$ 2,2 bilhões no ano e R\$ 607 milhões no trimestre, aumento de 59% na comparação anual e de 17% em relação ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional já mencionado.

<sup>3</sup> Fluxo de Caixa Livre representada pelo Caixa Gerado nas Atividades Operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 1,6 bilhão no ano e R\$ 151 milhões no trimestre, aumento de 86% e 21%, respectivamente, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (i) adições ao imobilizado e intangível no montante de R\$ 1,2 bilhão em 2024, sendo R\$ 465 milhões no 4T24, principalmente em investimentos para desenvolvimento de novas reservas (R\$ 783 milhões no ano); e
- (ii) Resgates financeiros, líquidos de aplicações, no montante de R\$ 417 milhões no ano e no trimestre aplicação de R\$ 313 milhões.

O caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 518 milhões no ano e de R\$ 582 milhões no 4T24, principalmente devido à distribuição de dividendos no valor de R\$ 349 milhões líquido de impostos.

O Fluxo de Caixa Livre, representado pelo Caixa gerado nas atividades operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível, foi de R\$ 143 milhões no 4T24 e de R\$ 1.034 milhões em 2024.

## 7.7. Investimento

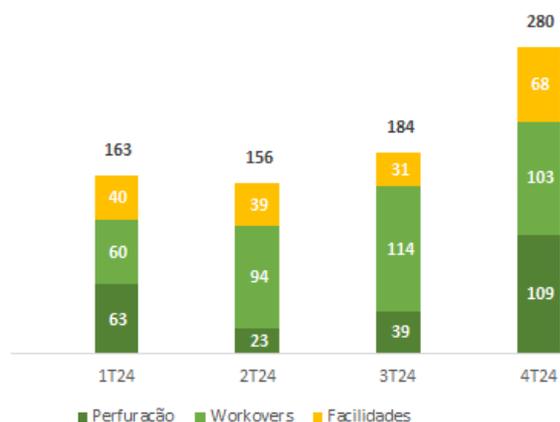
Os investimentos totalizaram R\$ 822 milhões, redução de 25% em relação ao ano anterior. Ao longo do ano, houve redução de R\$ 95 milhões do saldo do almoxarifado para inversões fixas. Com isso, houve um investimento no desenvolvimento de reservas no valor R\$ 783, montante 20% acima da certificação de reservas, em função da aceleração dos investimentos em perfuração no 4T24 quando, pela primeira vez na história, houveram três sondas de perfuração operando ao mesmo tempo nos campos da Companhia, incluindo a primeira campanha de perfuração de poços profundos com o início de operação da PR-14.

No trimestre, os investimentos totalizaram de R\$ 307 milhões, aumento de 62% em relação ao período anterior, em função da aceleração do programa de perfurações no último trimestre do ano.

<b>Capex</b> (R\$ Milhões)	<b>1T24</b>	<b>2T24</b>	<b>3T24</b>	<b>4T24</b>	<b>2024</b>
Desenvolvimento de Reservas	163	156	184	280	783
Almoxarifado para inversões fixas	(24)	(29)	(21)	(21)	(95)
Gastos exploratórios	0	-	-	0	0
Demais ativos fixos e intangíveis	21	37	27	48	133
<b>Capex Total</b>	<b>160</b>	<b>165</b>	<b>190</b>	<b>307</b>	<b>822</b>

Os valores investidos no desenvolvimento de reservas no trimestre somaram R\$ 280 milhões, aumento de 52% em relação ao 3T24, em função da aceleração do plano de perfurações mencionado anteriormente. Além disso, no 4T24 houve um aumento no investimento em facilidades relacionados aos investimentos no plano de resiliência (R\$ 19,1 milhões), ampliação do sistema de injeção de Tiê (R\$ 8,7 milhões), projetos de automação de poços em Miranga (R\$ 5,3 milhões).

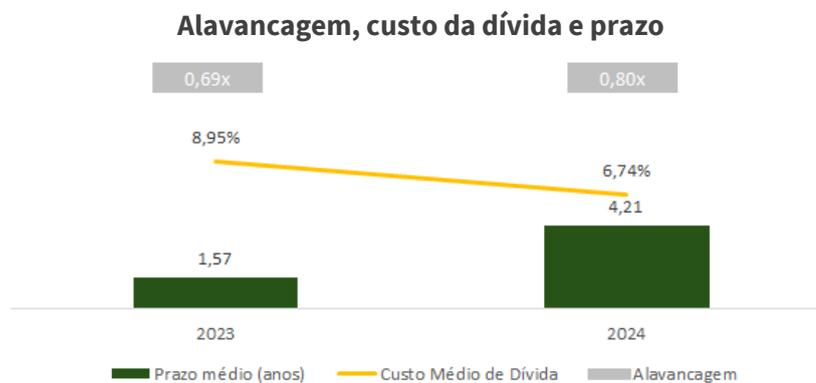
### Capital aplicado em projetos de desenvolvimento de reservas (R\$ Milhões)



Os investimentos em demais ativos fixos e intangíveis somaram R\$ 48 milhões no trimestre, totalizando R\$ 133 milhões no ano, referentes principalmente a custos relacionados à aquisição da sonda de perfuração PR-14, novos *softwares*, especialmente referentes a implantação do ERP SAP S/4HANA na Companhia com *Go Live* em janeiro de 2025, e melhorias nas instalações administrativas e de estações.

## 7.8. Endividamento

Em outubro, a Companhia realizou sua 2ª emissão de Debêntures no valor de R\$ 650 milhões, com obtenção do primeiro *rating* público em AA pela Moody's Brasil, comprovando a solidez financeira e operacional da Companhia. A quase totalidade dos recursos provenientes da emissão, foi utilizada no pré-pagamento de uma dívida bancária anterior, trazendo redução significativa de custos e um alongamento dos vencimentos. A Companhia finalizou o ano com Dívida Bruta de R\$ 2,4 bilhões.



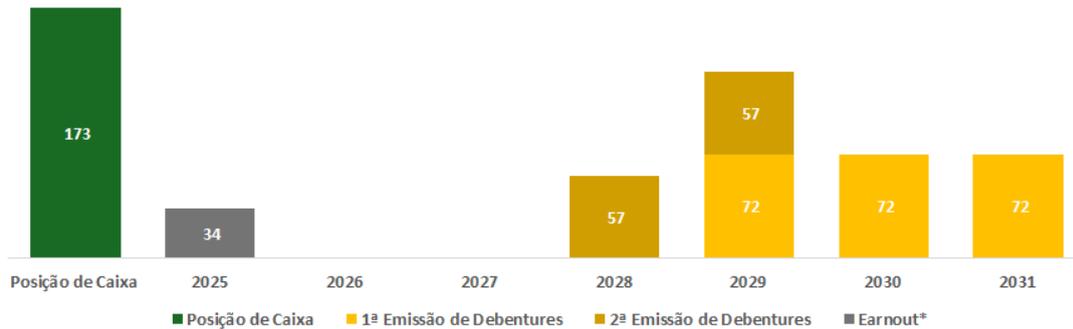
A Dívida Líquida da Companhia encerrou 2024 em R\$ 1,3 bilhão, aumento de 49% em relação ao saldo de 2023. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, de 0,80x, e o prazo médio de 4,2 anos.

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

<b>Endividamento Líquido</b> (R\$ Mil)	<b>31/12/2024</b>	<b>31/12/2023</b>	<b>Δ%</b>
Empréstimos bancários	-	902.980	-100%
Debêntures	1.792.321	-	n.m.
Efeito dos Swaps de Dívida	368.840	-	n.m.
Valores a pagar de aquisições	213.077	485.495	-56%
<b>Dívida bruta</b>	<b>2.374.238</b>	<b>1.388.475</b>	<b>71%</b>
Caixa e Equivalentes de caixa	295.548	197.184	50%
Aplicações Financeiras	761.939	310.172	146%
<b>Posição de Caixa</b>	<b>1.057.487</b>	<b>507.356</b>	<b>108%</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>1.316.751</b>	<b>881.119</b>	<b>49%</b>
EBITDA últimos 12 meses	1.643.036	1.278.144	29%
<b>Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses</b>	<b>0,80 x</b>	<b>0,69 x</b>	<b>0,11 x</b>

O endividamento da Companhia é composto por compromissos de longo prazo, com exceção dos *earn-outs* a ser pago em 2025, sendo a sua próxima amortização do principal em 2028.

### Cronograma de Pagamento da Dívida & Aquisições (US\$ Milhões)



(\*) Pagamentos contingentes, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent)

## 8. Sustentabilidade

Com o compromisso de promover mudanças positivas e impactar vidas, a PetroReconcavo segue guiada pelo propósito de revitalizar campos, fortalecer comunidades e governança, reafirmando seu compromisso com o desenvolvimento social e ambiental no Brasil. Ao longo dos anos, a Companhia tem investido no desenvolvimento contínuo de seus colaboradores e no fortalecimento de seus projetos sociais nas regiões vizinhas às suas operações na Bahia e no Rio Grande do Norte. Em 2024, esses programas alcançaram crescimento significativo, ampliando seu impacto em 60% em comparação a 2023, passando de 10,6 mil para 17,2 mil beneficiados.

Na Bahia, o projeto **Raízes da Transformação** (antigo Ciranda Agroflorestal) impactou 12 comunidades do município de Pojuca, com ampla participação feminina, ao capacitar 420 agricultores e promover a comercialização de produtos orgânicos em feiras locais e nas sedes da empresa. O projeto **Ciranda Viva** triplicou a renda de mulheres empreendedoras, para um patamar mais sustentável, por meio de treinamento em gestão de negócios, precificação e captação de clientes. Na educação, o projeto beneficiou 177 crianças e adolescentes com atividades educativas, esportivas, ambientais e apoio psicológico, resultando em melhor desempenho acadêmico e eliminação da evasão escolar. A parceria com o **Projeto Tamar** impactou mais de 8,5 mil estudantes de escolas públicas de Mata de São João, oferecendo atividades no Centro de Visitantes de Praia do Forte, abordando educação ambiental, formação cidadã e valorização cultural.

No Rio Grande do Norte, o projeto **Viva Sabiá** impactou comunidades do semiárido ao entregar mais de 220 equipamentos, como cisternas, sistemas de bioágua e o AquaLuz, que possibilitam o acesso e reuso de água para o consumo humano, doméstico e agricultura. As feiras de comercialização de produtos da agricultura familiar geraram R\$ 32 mil em receitas, aumentando em 30% a renda média dos produtores. O projeto também engajou mais de 2 mil alunos, 122 professores e 30 escolas em campanhas de educação ambiental. Já o projeto **A Voz do Olhar e Mestre Aprendiz**, em parceria com a Tapera das Artes, levou artes integradas e música a escolas públicas de Mossoró, beneficiando 1.250 crianças em 2024 e promovendo formação cultural, criatividade e inclusão social.

Além dos projetos sociais, a companhia divulgou seu Relatório de Sustentabilidade 2023, elaborado conforme a metodologia GRI (Global Reporting Initiative) e integrado aos indicadores da SASB (Sustainability Accounting Standards Board) e da IPIECA (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association). Este ano, o relatório enfatizou o impacto positivo no Nordeste: com 93% dos colaboradores nordestinos e 68% dos gastos em aquisições de bens e serviços destinados a fornecedores da Bahia e do Rio Grande do Norte.

Com o objetivo de fortalecer a transparência e a gestão ambiental, a PetroReconcavo adotou, pela primeira vez, o Carbon Disclosure Project (CDP), uma plataforma globalmente reconhecida que avalia informações sobre o impacto ambiental do negócio. O CDP é referência internacional na medição de dados climáticos e permite aprimorar a compreensão dos impactos e gerenciamento de riscos climáticos, além de identificar riscos e nortear oportunidades estratégicas.

Com foco na saúde integral e no desenvolvimento dos colaboradores, a Companhia promoveu a 3ª edição do Petrofit, um programa voltado para o bem-estar físico e mental de seus colaboradores. Ampliou os serviços de

saúde na Companhia, proporcionando acompanhamento gratuito com profissionais de nutrição e psicologia, estimulando a adoção de hábitos saudáveis, cuidados com a alimentação e saúde mental.

A PetroReconcavo reafirmou, seu compromisso com o aprimoramento de Governança, Riscos e Compliance (GRC) ao atualizar seu Programa de Integridade, um ecossistema de integridade, baseado nas melhores práticas internacionais, incluindo os princípios estabelecidos pela Lei Anticorrupção e pelo Código de Ética e Conduta da Companhia, além das boas práticas recomendadas pelos órgãos reguladores nacionais e internacionais. Além disso, iniciou o processo de adesão ao Pacto Brasil pela Integridade da CGU (Controladoria Geral da União), uma iniciativa voluntária e gratuita, que tem o objetivo de fomentar o compromisso das empresas com as boas práticas de compliance no mercado.

## 9. Gente & Gestão

**Atração e seleção:** Com o objetivo de atrair profissionais qualificados no setor de petróleo e gás, a Companhia lançou o Projeto Potência, estabelecendo parcerias estratégicas com faculdades e cursos especializados para fortalecer sua marca empregadora e captar talentos do segmento. Além disso, a Companhia investe na capacitação de jovens talentos por meio de programas estruturados de desenvolvimento, incluindo Jovem Aprendiz, Estágio e Trainee, promovendo um ambiente dinâmico e colaborativo de aprendizado. O Programa de Desenvolvimento de Estagiários abrange 45 participantes na Bahia e no Rio Grande do Norte, tendo sido reconhecido com o 1º lugar na categoria “Empresa Inovadora” no Prêmio IEL 2024. O programa Jovem Aprendiz acolhe 49 jovens, com idades entre 18 e 24 anos, oferecendo formação prática e teórica relacionada ao setor de óleo e gás. O Programa de Trainees, contempla 11 participantes, se concentra em jornada prática (on-the-job training) com duração de dois anos, no qual os trainees atuam apoiados por mentorias em elaboração de projetos e trilha de desenvolvimento.

**Treinamento & Desenvolvimento:** A Companhia investe na formação e capacitação de suas equipes, com foco contínuo na gestão e desenvolvimento por meio de programas. Ao todo, a Companhia acumulou um total de 61 mil horas de treinamento, representando uma média de 34 horas de treinamento por colaborador. Em parceria com a Hashtag Treinamentos e Coursera, lançou a plataforma DESENVOLVEPETRO, um ambiente online de aprendizagem, que visa ampliar a formação de todos os colaboradores e oferece mais de 12 mil cursos voltados para desenvolvimento de *hard* e *soft skills*. Além disso, o Projeto Potência oferece descontos em cursos de graduação, um incentivo a formação e aperfeiçoamento da capacidade técnica da equipe.

Com o objetivo de disseminar conhecimento especializado no setor de óleo & gás, a Trilha de Desenvolvimento oferece aulas ministradas por colaboradores experientes, garantindo uma aprendizagem qualificada e alinhada às demandas do setor. No ano, a iniciativa contou com 476 participantes e totalizou 1.496 horas de treinamento. Além disso, a Academia de Líderes foi mantida com o propósito de alinhar a liderança aos valores da empresa, formar equipes de alta performance e fortalecer a capacidade de tomar decisões estratégicas. Esse programa de capacitação é direcionado ao desenvolvimento da liderança, abrangendo a alta gestão, gerentes e coordenadores, por meio de conteúdos e ferramentas de gerenciamento de processos e pessoas. Em 2024, mais de 100 líderes foram impactados, registrando mais de 1.536 horas de treinamentos em comunicação, estratégia e capacitação de habilidades de liderança.

**Cultura e diversidade:** Em setembro, a PetroReconcavo reforçou seu compromisso com a diversidade ao integrar o IDIVERSA B3, um indicador que mede o desempenho médio das ações dos ativos de empresas listadas que se destacam no critério de diversidade. A Companhia segue empenhada em promover um ambiente de trabalho mais inclusivo e representativo para todos, reconhecendo os desafios ainda existentes e avançando em estratégias.

Com foco na geração de empregos locais, a Companhia encerrou 2024 com 1.748 colaboradores (+12 % vs. 2023). Em relação à equidade de gênero, 19% do quadro de funcionários é composto por mulheres, que ocupam 14% dos cargos de liderança. Para ampliar essa representatividade, a Companhia estabeleceu a meta de alcançar uma paridade de 50% entre homens e mulheres nas etapas finais de todos os processos seletivos, especialmente nas interações com a liderança. Essa estratégia visa garantir que haja igualdade de oportunidades e promover uma representatividade equilibrada nas decisões estratégicas da companhia. No mesmo período, 70,4% dos

colaboradores se autodeclararam negros (pretos e pardos), enquanto 26,4% se identificam como brancos. Além disso, 73% dos colaboradores estão na faixa etária de 30 a 50 anos.

A Companhia avançou na implementação de iniciativas importantes, como o treinamento “Assédio Zero”, disponibilizado em sua plataforma EAD, reforçando o compromisso com a prevenção e o combate ao assédio no ambiente de trabalho. Fortaleceu ainda seu calendário anual de ações voltadas para gênero, raça e outras pautas de inclusão, com destaque para a criação dos Embaixadores de Diversidade, um grupo de colaboradores dedicado a ampliar o impacto dessas iniciativas dentro da organização. Essas ações não apenas fomentam a diversidade, mas também contribuem para a atração e retenção de talentos, promovendo um ambiente mais inclusivo e representativo para todos.

## Performance da Ação

Em 31 de dezembro, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 4,7 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 16,21, desvalorização de 8,5% no trimestre, desempenho em linha com o Ibovespa (-8,7%) e inferior ao Brent (+1,63%). No ano, as ações da Companhia desvalorizaram 22%, inferior ao Ibovespa (-9,4%) e ao Brent (-2,1%).

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 143 milhões de ações no trimestre e 628 milhões de ações no ano. A média diária foi de 2,3 milhões de ações no trimestre e 2,5 milhões no ano. O volume financeiro anual atingiu R\$ 12,7 bilhões, com volume médio diário de R\$ 50,6 milhões.

**Performance da ação x Ibovespa x Brent (base 100)**



## 10. 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, 293.099.190 (duzentas e noventa e três milhões, noventa e nove mil, cento e noventa) encontravam-se em circulação, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, 352.936 (trezentas e cinquenta e duas mil, novecentas e trinta e seis) ações encontravam-se em tesouraria.

## 11. Dividendos

Em 2024, a PetroReconcavo realizou o pagamento de proventos aos seus acionistas no valor de R\$ 806 milhões (dos quais R\$ 17,4 milhões eram referentes ao exercício de 2023), totalizando um pagamento de R\$ 2,75 por ação, refletindo um *dividend yield* de 14,5%. Esse montante representa um *payout* superior a duas vezes o lucro do período, evidenciando o seu compromisso com a remuneração aos acionistas. Além disso, os proventos equivalem a 78% da geração de caixa livre<sup>4</sup>, reforçando a solidez financeira da empresa e sua capacidade de converter resultados operacionais em retorno direto aos acionistas.

## 12. 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 Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. (“Deloitte”) para a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia (incluindo revisões trimestrais) e de suas controladas para os exercícios de 2024 e 2023. O valor referente aos serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) da Companhia e suas controladas para o exercício de 2024 foi de R\$ 656 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.

---

<sup>4</sup> Geração de caixa livre resultante das atividades operacionais, descontados das adições ao Imobilizado e ao Intangível.

## 13. 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;

- EBITDA ajustado pelo Hedge: calculado a partir do EBITDA, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. O EBITDA ajustado pelo Hedge não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao Lucro Líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da Companhia. O EBITDA é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações;

- Margem EBITDA ajustado: corresponde ao EBITDA ajustado pelo Hedge do exercício dividido pela Receita Líquida, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. A Margem EBITDA ajustado 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 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;

- Margem líquida: corresponde ao Lucro Líquido do exercício dividido pela Receita Líquida do período;

- 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 m<sup>3</sup> 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 Brant (US\$/bbl): O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).
- Lucro Caixa: Lucro Líquido descontado dos efeitos de marcação a mercado dos *swaps* de dívida.