



PETRORECONCAVO S.A.

Demonstrações Financeiras Anuais
Completas referentes ao exercício
findo em 31 de dezembro de 2024

Sumário

Relatório da Administração	2
Declaração dos Diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes	28
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras.....	29
Relatório anual sobre o resumo das atividades do Comitê de Auditoria Estatutário, para o exercício de 2024.....	32
Parecer do Comitê de Auditoria sobre as demonstrações financeiras referentes ao exercício fiscal do ano de 2024 encerrando em 31 de dezembro do mesmo ano	38
Demonstrações financeiras individuais e Consolidadas referentes ao Exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e Relatório do Auditor Independente	40



**Relatório da Administração
Referente ao Exercício
Fiscal encerrado em 31 de
dezembro de 2024**

RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

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 ¹	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 ²	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 Ajustado¹ 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.

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

² 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 longeva 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 Mm³/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.

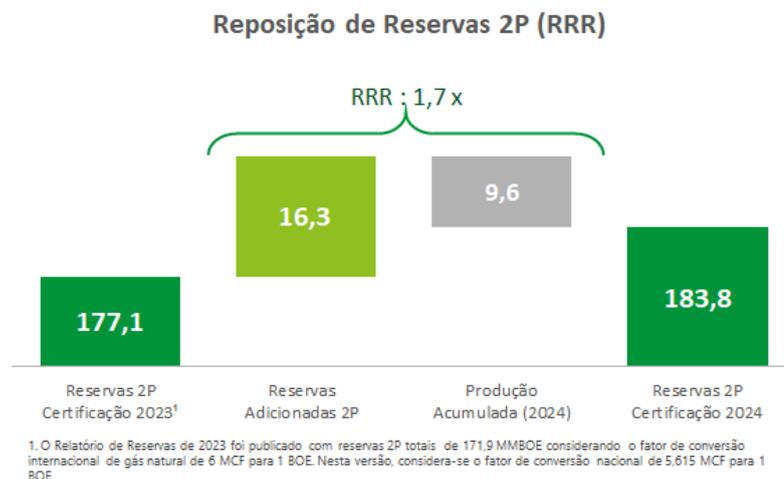
Com um PV10 no valor de US\$ 2,7 bilhões, as reservas brutas de participação Provasdas (1P) correspondem a 79% das Reservas 2P e 6 milhões de barris são classificados como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

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

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

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 m³/d, com possibilidade de expansão para 1,5 milhão m³/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 m³/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.

Produção (boe/dia)	4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
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%
Ativo Potiguar	13.328	13.328	0%	12.747	5%	13.674	13.688	0%
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%
Ativo Bahia	12.973	13.043	-1%	12.644	3%	12.658	12.272	3%
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%
Total	26.300	26.372	0%	25.391	4%	26.332	25.960	1%

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.

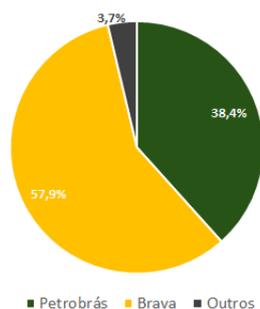
No total, ao longo de 2024, a companhia executou 212 *workovers* e 21 perfurações.

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	Mbbl	1.419	1.386	2%	1.388	2%	5.586	5.537	1%
Preço Médio Realização	(R\$/bbl)	400,10	407,90	-2%	387,90	3%	396,68	375,87	6%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	68,55	73,50	-7%	78,31	-12%	73,57	75,26	-2%

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 (m³/d), com possibilidade de expansão para 1,5 milhão m³/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.

Preço Médio Realização Gás		4T24	3T24	Δ%	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
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%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm3)	1,91	1,98	-3%	1,78	7%	1,93	1,92	1%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	8,77	9,55	-8%	9,66	-9%	9,59	10,29	-7%

Gás Seco

A Companhia encerrou o ano com contratos de demanda firme para volumes com entregas de, aproximadamente, 1.430 mil m³/dia para distribuidoras estaduais de gás natural na região Nordeste. Para o ano de 2025, o volume contratado é de 1.530 mil m³/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

Demonstração de Resultados (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%
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%
EBITDA	402.967	439.402	-8%	246.736	63%	1.643.036	1.278.144	29%
Depreciação, Amortização e Depleção	(159.742)	(202.998)	-21%	(166.796)	-4%	(694.816)	(598.327)	16%
Lucro Operacional	243.225	236.404	3%	79.940	204%	948.220	679.817	39%
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%
Lucro Líquido	32.444	158.840	-80%	186.687	-83%	437.498	708.938	-38%

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%
Receita Líquida com Petróleo	562.435	534.518	5%	472.559	19%	2.088.605	1.812.868	15%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	276.403	291.604	-5%	216.447	28%	1.138.807	1.001.494	14%
Receita Líquida com Serviços	4.537	24.068	-81%	-	n.m.	37.142	-	n.m.
Receita Líquida Total	843.376	850.189	-1%	689.006	22%	3.264.554	2.814.361	16%

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.

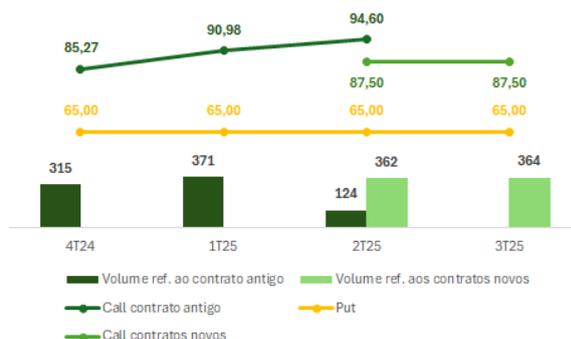
Contabilmente, a avaliação desses contratos é realizada através de instrumentos financeiros, com uma marcação a mercado positiva ou negativa. No entanto, na prática, se a curva do Brent seguir a curva futura e estiver dentro dos limites do *Collar*, a Companhia não terá desembolso nem recebimento efetivo 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	-	-	-	-
Total	65,00	91,89 *	495.000	575

* 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%
Custos e Despesas Totais	378.647	352.394	7%	384.998	-2%	1.396.876	1.298.377	8%

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;

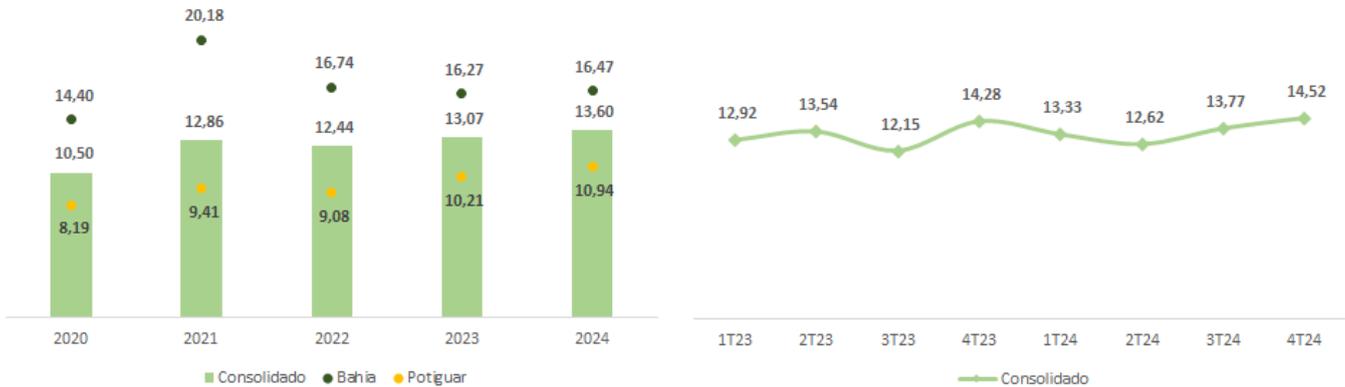
Outros custos e despesas: aumento de R\$ 15,5 milhões na comparação trimestral e de R\$ 37,8 milhões na comparação anual. No trimestre, o aumento se deve ao fato de parte da receita de prestação e serviços entrar nessa linha, assim, no 3T24, esta linha foi reduzida por uma receita de R\$ 14,2 milhões. 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.
Resultado financeiro, líquido	(257.261)	(40.324)	538%	35.714	n.m.	(584.815)	49.012	n.m.

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%
Lucro Líquido	32.444	158.840	-80%	186.687	(1)	437.498	708.938	(0)
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.
Lucro Líquido Ajustado	181.575	163.694	11%	186.687	-3%	680.932	708.938	-4%

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%
Varição do Caixa resultante das Atividades Operacionais	607.533	521.194	17%	308.187	97%	2.219.127	1.391.806	59%
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%
Varição do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(150.894)	(124.235)	21%	72.447	n.m.	(1.602.586)	(861.171)	86%
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%
Varição do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(581.778)	(387.287)	50%	(261.930)	122%	(518.177)	(694.726)	-25%
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	n.m.	-	n.m.	-	247	n.m.
Varição do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	(125.139)	9.672	n.m.	118.704	n.m.	98.364	(163.844)	n.m.
Fluxo de Caixa Livre ³	142.870	267.724	-47%	10.602	1248%	1.033.720	25.357	3977%

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.

³ 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

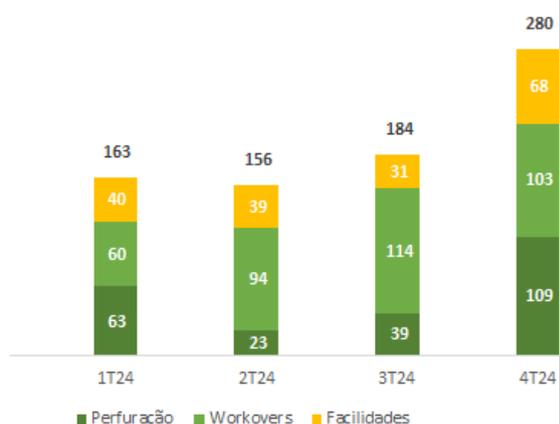
Os investimentos totalizaram R\$ 822 milhões, redução de 25% em relação ao ano anterior. Ao longo do ano, houve redução de R\$ 95 milhões do saldo do almoxarifado para inversões fixas. Com isso, houve um investimento no desenvolvimento de reservas no valor R\$ 783, montante 20% acima da certificação 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.

Capex (R\$ Milhões)	1T24	2T24	3T24	4T24	2024
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
Capex Total	160	165	190	307	822

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).

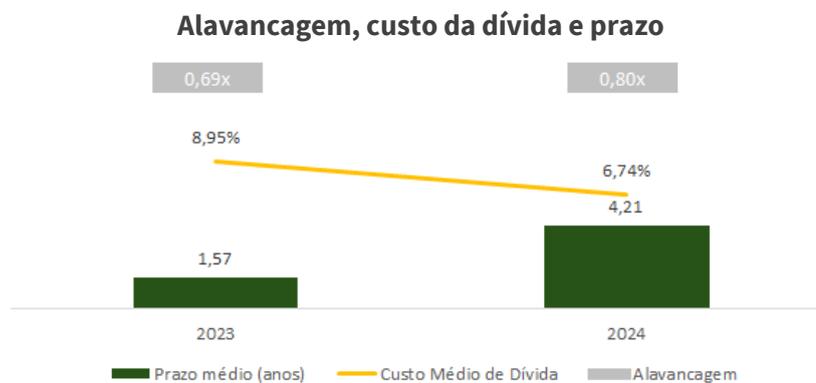
Capital aplicado em projetos de desenvolvimento de reservas (R\$ Milhões)



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.



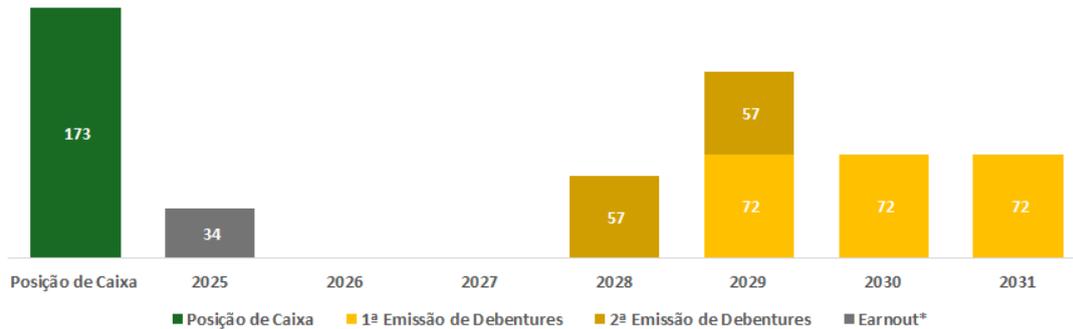
A Dívida Líquida da Companhia encerrou 2024 em R\$ 1,3 bilhão, aumento de 49% em relação ao saldo de 2023. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, de 0,80x, e o prazo médio de 4,2 anos.

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.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	31/12/2024	31/12/2023	Δ%
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%
Dívida bruta	2.374.238	1.388.475	71%
Caixa e Equivalentes de caixa	295.548	197.184	50%
Aplicações Financeiras	761.939	310.172	146%
Posição de Caixa	1.057.487	507.356	108%
Dívida Líquida	1.316.751	881.119	49%
EBITDA últimos 12 meses	1.643.036	1.278.144	29%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	0,80 x	0,69 x	0,11 x

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.

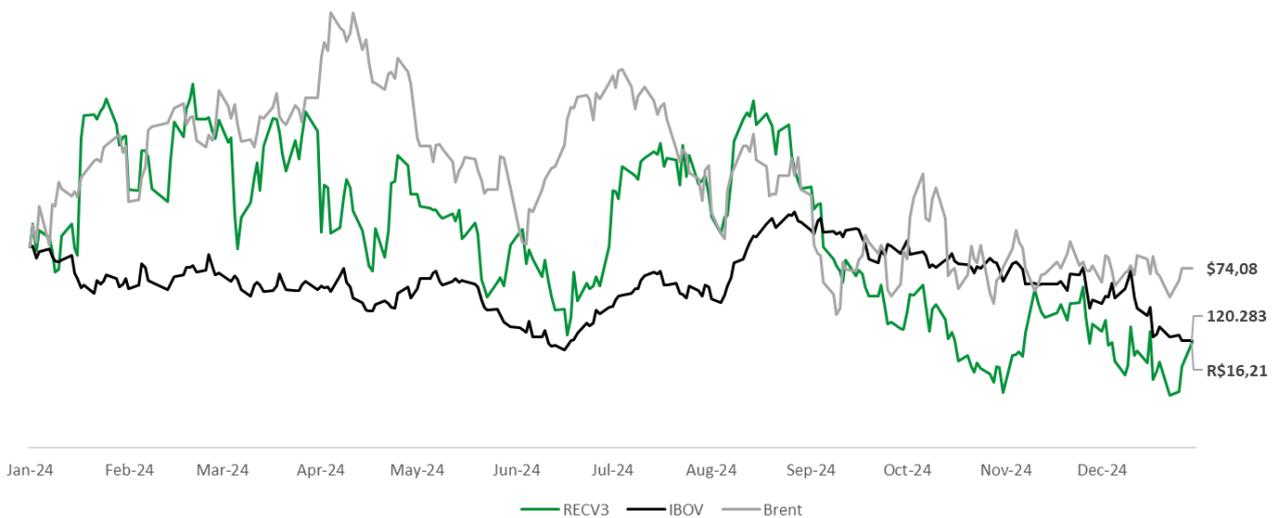
A Companhia avançou na implementação de iniciativas importantes, como o treinamento “Assédio Zero”, disponibilizado em sua plataforma EAD, reforçando o compromisso com a prevenção e o combate ao assédio no ambiente de trabalho. Fortaleceu ainda seu calendário anual de ações voltadas para gênero, raça 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 livre⁴, 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.

⁴ 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 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 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.

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 19 de março de 2025, sobre a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia, contidas nas Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP, referente ao exercício de 2024.

Mata de São João, 19 de março de 2025

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

(DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM N° 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 2024.

Mata de São João, 19 de março de 2025

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 docx

Código do documento 90e81277-e738-44cb-9aba-1f1f85e6a420



Assinaturas



Jose Maria de Mello firmo
jose.firmo@petroreconcavo.com.br
Assinou

Jose Maria de Mello firmo



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

RAFAEL CUNHA

Eventos do documento

19 Mar 2025, 19:25:24

Documento 90e81277-e738-44cb-9aba-1f1f85e6a420 **criado** por HERBERT DE ARAÚJO FORTUNATO (8b7e9fd3-48b5-4c80-b5eb-58ae9e016048). Email: herbert@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2025-03-19T19:25:24-03:00

19 Mar 2025, 19:27:15

Assinaturas **iniciadas** por HERBERT DE ARAÚJO FORTUNATO (8b7e9fd3-48b5-4c80-b5eb-58ae9e016048). Email: herbert@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2025-03-19T19:27:15-03:00

19 Mar 2025, 19:28:19

JOSE MARIA DE MELLO FIRMO **Assinou** - Email: jose.firmo@petroreconcavo.com.br - IP: 177.26.233.11 (ip-177-26-233-11.user.vivozap.com.br porta: 47368) - Documento de identificação informado: 776.407.646-53 - DATE_ATOM: 2025-03-19T19:28:19-03:00

19 Mar 2025, 19:35:39

RAFAEL PROCACI DA CUNHA **Assinou** (823d246e-5035-4352-bd3a-a92738d4626d) - Email: rafael@petroreconcavo.com.br - IP: 200.212.77.210 (200.212.77.210 porta: 13562) - **Geolocalização: -23.5945716 -46.6750058** - Documento de identificação informado: 069.504.527-05 - DATE_ATOM: 2025-03-19T19:35:39-03:00

Hash do documento original

(SHA256):949296dacb2ca4293471072994a586815a478e11eb3ca14d9fa582de37430ac0

(SHA512):e68cbd17978d41633b171d88b1afbc7604301e4d218acfa0a0fa9b63555966ba19af55ebc744b50bc908142659a17edfbf87ec5007b8349cd68cfc4d6dfe721e

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
EM **24 DE ABRIL DE 2025**

 **PetroReconcavo**

RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DAS ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO - EXERCÍCIO DE 2024

A Companhia tem um Comitê de Auditoria Estatutário 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 de Auditoria Estatutário é controlador ou diretor da Companhia, de seu acionista controlador, direto ou indireto, ou de sociedades controladas, coligadas ou sob controle comum, e tampouco possui 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) 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;

(vi) 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.

RESUMO DAS ATIVIDADES NO EXERCÍCIO 2024

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.

Ao longo de 2024, o Comitê de Auditoria realizou 14 (quatorze) reuniões, que contaram com a participação de Diretores, Gerente de Compliance, Gerentes Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes. Além disso, diversas áreas da companhia foram envolvidas, especialmente durante a elaboração da Matriz de Riscos, promovendo uma abordagem integrada e abrangente na gestão de riscos e no acompanhamento das atividades de auditoria.

Principais Temas discutidos em 2024:

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

- Monitoramento do Programa de Integridade, com início da revisão para atualização das normas internas – Código de Ética e Conduta e diretrizes anticorrupção, prevenção a lavagem de dinheiro, financiamento do terrorismo e proliferação de armas de destruição em massa, conflito de interesses, due diligence de integridade, brindes, presentes e hospitalidades, doações e patrocínios, amplamente divulgadas na plataforma SoftExpert, e disponíveis na intranet; indicadores de cultura de integridade, como o treinamento do Código de Ética e Conduta, campanhas de comunicação internas sobre os temas relativos a ética e conduta; do recebimento de denúncias no Canal Transparência, bem como, desenvolvimento das investigações e recomendações de aplicação de medidas disciplinares pelo Comitê de Ética;
- O Comitê acompanhou a implementação do novo sistema ERP, monitorando o orçamento do projeto em comparação com o realizado. Além disso, recebeu também ao final da implementação, o andamento da migração de dados, garantindo o alinhamento das etapas do projeto com o planejamento estabelecido.
- Monitoramento das atividades da área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos, avaliando periodicamente a qualidade dos mecanismos dos controles internos, considerando especialmente os aspectos financeiros, contábeis, e de gestão de riscos, em relação a sua integridade, transparência, forma, conteúdo e disponibilidade;
- Monitoramento de planos de ação cuja implementação foi adiada repetidamente. O comitê concentrou-se em identificar as razões subjacentes ao adiamento desses planos de ação, analisando tanto as causas operacionais quanto as estratégicas, assim como enfatizou a necessidade de estabelecer metas realistas e prazos alcançáveis, promovendo uma cultura de responsabilidade e accountability;
- Avaliou, ao longo de 2024, o resultado dos trabalhos realizado pela auditoria interna, conforme planejamento anual nos processos de Escoamento de produção, Royalties, Sucata, Consórcios. As auditorias realizadas, teve como resultado pontos de melhorias gerando novos planos de ação que estão implementados ou em andamento;
- Em outubro de 2024, a PetroReconcavo realizou uma reestruturação nos departamentos de Auditoria Interna, Gestão de Riscos e Compliance, visando aprimorar a coordenação entre essas funções essenciais. Esta integração teve como objetivo uma gestão dos riscos corporativos mais eficiente e alinhada, preservando a autonomia e a atuação independente dos departamentos de segunda e terceira linhas. Esses departamentos reportam-se diretamente ao Conselho de Administração através do Comitê de Auditoria.
- Administrativamente, esses departamentos têm uma linha de reporte ao CFO (Chief Financial Officer), fortalecendo a conexão com o planejamento estratégico da empresa. Relatórios específicos de compliance são direcionados ao CFO, assegurando que tais questões recebam a devida prioridade na gestão corporativa. Além disso, o Comitê de Ética faz comunicações executivas ao CEO, garantindo que a ética corporativa esteja completamente integrada à liderança e seja uma prioridade constante para manter elevados padrões de integridade.

➤ Aprovou o Planejamento Anual de Auditorias, Riscos e Compliance (PAINT 2025), que norteará as atividades dessas áreas ao longo do ano. O plano foi estruturado com base na matriz de riscos e nas prioridades estratégicas da empresa, focando em:

- Auditorias operacionais nas unidades;
- Auditorias corporativas;
- Implantação de Auditoria Contínua como ferramenta de gestão para avaliação constante dos processos e controles internos;
- Auditorias de Tecnologia da Informação (ITGC);
- Gestão de Riscos corporativos; e
- Compliance: Atualização do programa de Integridade e suas aplicações.

Essas iniciativas visam aprimorar a eficácia dos controles e melhoria da governança a fim de garantir o alinhamento com os objetivos da organização.

➤ Revisão do orçamento das áreas de Auditoria Interna, Riscos e Compliance para o ciclo anual de 2025, com a devida ciência, opinião e análise sobre a alocação de recursos financeiros e humanos necessários para o pleno desenvolvimento do Programa de Integridade, garantindo a independência de investimento e a remuneração dos profissionais compatível com os cargos que ocupam, bem como, as atividades da auditoria, riscos e controles.

➤ O Comitê aprovou a atualização da Matriz de Riscos, que detalha a identificação, classificação e priorização dos principais riscos que podem impactar a organização. A matriz categoriza os riscos com base na probabilidade de ocorrência e no impacto potencial, destacando aqueles classificados como altos e extremamente altos. Diante disso, foi recomendada uma nova alocação de recursos e esforços prioritários para a mitigação desses riscos críticos atualizados, com o objetivo de reduzir sua probabilidade e/ou impacto, assegurando maior proteção às operações.

➤ Tomou conhecimento e atualizou o Conselho de Administração sobre as principais atividades realizadas pela área de Compliance e sobre o canal de denúncias e as investigações realizadas sobre os temas mais relevantes;

➤ Acompanhamento e recomendação da aprovação pelo Conselho de Administração das demonstrações financeiras anuais e trimestrais (ITRs) da destinação dos lucros líquidos da Companhia;

➤ Acompanhamento dos resultados financeiros, dos benefícios fiscais concedidos à Companhia e da recuperação de créditos conforme previsto na legislação vigente;

➤ Discussão sobre as informações contidas na carta de controles internos 2024 emitida pelo auditor externo e recomendações de melhoria, bem como as respectivas respostas da Administração para a correção ou melhoria dos pontos;

➤ Monitoramento mensal do status dos Planos de Ação para mitigar riscos identificados nos mapeamentos de riscos e auditorias internas;

➤ O Comitê foi consultado sobre temas contábeis ao longo de 2024 e forneceu as suas recomendações.

- O Comitê recomendou ao Conselho de Administração a aprovação da contratação da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. Ltda. (“EY”) para a auditoria dos exercícios fiscais de 2025 e 2026, em substituição à Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. (“Deloitte”), devido ao término da vigência do contrato de prestação de serviços. A Deloitte manifestou sua anuência quanto à justificativa da substituição e permanecerá como auditor independente da Companhia até a conclusão da auditoria das demonstrações financeiras do exercício social de 2024.

O Comitê de Auditoria não tem conhecimento de outros eventos relevantes ou reclamações de não conformidade com as normas, falta de controle, ações ou omissões do Conselho de Administração, manipulação, divulgação fraudulenta, inadimplência ou erro que possa afetar a continuidade e imagem da Companhia ou a confiabilidade das demonstrações financeiras.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FISCAL DO ANO 2024, ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DO MESMO ANO.

Em cumprimento às disposições 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 2024. Com base nos exames efetuados, no relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras formalizado pela DELOITTE TOUCHE TOHMATSU AUDITORES INDEPENDENTES 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, 18 de março de 2025


Carlos Ferreira

6157

Carlos Marcio Ferreira


Victor Low

Victor Low


LEONARDO GUIMARÃES PINTO

Leonardo Guimarães Pinto

Relatorio CAUDIT - Ano ref. 2024_FINAL.pdf

Valide a autenticidade do documento clicando ou escaneando o QR Code ao lado ou acesse o [verificador de autenticidade](#) e insira o código: E111E-62DD1-70430



Solicitação de assinatura iniciada por: Isabele O. V. em 19/03/2025

Assinaturas



Victor Low
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 19 de março de 2025, 20:39:15 | E-mail: vlo*@pe***** | Endereço de IP: 251.40.185.180 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Mobile Safari 18.3, iOS 18.3.1 | Celular: *****8281



LEONARDO GUIMARÃES PINTO
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 19 de março de 2025, 20:57:40 | E-mail: lpi***@op***** | Endereço de IP: 191.34.66.204 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Microsoft Edge 134.0.0.0, Windows 10 | Celular: *****0704



Carlos Ferreira
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 19 de março de 2025, 21:13:29 | E-mail: cfe*****@gm***** | Endereço de IP: 240.1.180.237 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Atlas App (3.0.94), iOS | Celular: *****7197



P

**DEMONSTRAÇÕES
FINANCEIRAS
EXERCÍCIO 2024**

RECV3
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

ÍNDICE

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS	1
BALANÇO PATRIMONIAL.....	5
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO.....	6
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE	7
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA.....	9
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO.....	10
NOTAS EXPLICATIVAS.....	11
1. INFORMAÇÕES GERAIS.....	11
2. BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS... 	11
3. USO DE ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CRÍTICOS	16
4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS.....	18
5. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	19
6. INVESTIMENTOS	20
7. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL	22
8. FORNECEDORES	27
9. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	27
10. DEBÊNTURES	28
11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	31
12. VALORES A PAGAR POR AQUISIÇÕES.....	35
13. PROVISÃO PARA PROCESSOS JUDICIAIS.....	37
14. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	39
15. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS.....	39
16. PATRIMÔNIO LÍQUIDO	42
17. PARTES RELACIONADAS	47
18. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP – AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS.....	48
19. RECETITA LÍQUIDA	49
20. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DOS GASTOS RECONHECIDOS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	50
21. RESULTADO FINANCEIRO	50
22. INSTRUMENTOS FINANCEIROS	51
23. COBERTURA DE SEGUROS	57
24. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO.....	57
25. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA	57

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
PetroReconcavo S.A.

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 2024 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.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da PetroReconcavo S.A. em 31 de dezembro de 2024, 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 “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 a 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 - CFC, 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.

Reconhecimento de receita na venda de petróleo e de gás e subprodutos

Conforme descrito na nota explicativa nº 19 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a receita da Companhia e de sua controlada derivam principalmente da venda de petróleo, de gás e de subprodutos, reconhecida quando o controle de cada obrigação de desempenho é transferido para o cliente e pode ser mensurado de forma confiável, o que geralmente ocorre no ato da entrega do produto vendido.

A Deloitte refere-se a uma ou mais empresas da Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”), sua rede global de firmas-membro e suas entidades relacionadas (coletivamente, a “organização Deloitte”). A DTTL (também chamada de “Deloitte Global”) e cada uma de suas firmas-membro e entidades relacionadas são legalmente separadas e independentes, que não podem se obrigar ou se vincular a terceiros. A DTTL, cada firma-membro da DTTL e cada entidade relacionada são responsáveis apenas por seus próprios atos e omissões, e não entre si. A DTTL não fornece serviços para clientes. Por favor, consulte www.deloitte.com/about

A Deloitte fornece serviços de auditoria e asseguração, consultoria tributária, consultoria empresarial, assessoria financeira e consultoria em gestão de riscos para quase 90% das organizações da lista da Fortune Global 500® e milhares de outras empresas. Nossas pessoas proporcionam resultados mensuráveis e duradouros para ajudar a reforçar a confiança pública nos mercados de capitais e permitir aos clientes transformar e prosperar, e lideram o caminho para uma economia mais forte, uma sociedade mais equitativa e um mundo sustentável. Com base nos seus mais de 175 anos de história, a Deloitte abrange mais de 150 países e territórios. Saiba como os cerca de 457 mil profissionais da Deloitte em todo o mundo causam um impacto importante em www.deloitte.com.

A contabilização da receita de venda de petróleo e de gás e subprodutos envolve processos efetuados pela Diretoria da Companhia que suportam o seu reconhecimento e que devem endereçar, entre outros, os seguintes riscos: (a) que a receita seja reconhecida após a Companhia cumprir com a sua obrigação de desempenho conforme os termos definidos nos respectivos contratos de venda; e (b) que a mensuração do preço da transação seja determinado de acordo com os termos estabelecidos nos respectivos contratos de venda e as práticas de negócios usuais da Companhia para determinar o preço da transação. Devido a esses aspectos e a relevância dos valores envolvidos, consideramos o reconhecimento da receita na venda de petróleo, de gás e de subprodutos como um principal assunto de auditoria.

Dessa forma, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) entendimento sobre o fluxo de reconhecimento das receitas de venda de petróleo, de gás e de subprodutos; (ii) avaliação do desenho e implementação e teste de efetividade operacional dos controles internos relevantes relacionados ao reconhecimento das receitas de venda de petróleo, de gás e de subprodutos; (iii) procedimento de confirmação externa, em base amostral, sobre o faturamento das receitas de venda de petróleo, de gás e de subprodutos; (iv) procedimentos analíticos substantivos na receita de venda de petróleo, por meio de análises de correlação de variáveis sobre a ocorrência, integridade e exatidão da receita de venda de petróleo reconhecida pela Companhia, analisando as flutuações que não estejam alinhadas com as nossas expectativas independentes; e (v) avaliação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do pronunciamento técnico CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que o reconhecimento de receita na venda de petróleo e de gás e subprodutos e as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado - DVA referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de "IFRS Accounting Standards", 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 individuais e consolidadas e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 (R1) - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado 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 esse respeito.

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

A Diretoria da Companhia 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 “IFRS Accounting Standards”, emitidas pelo 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 e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a não ser que a Diretoria pretenda liquidar a Companhia e sua controlada ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

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

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 individuais e consolidadas.

Como parte de uma 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 de 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 e de sua controlada. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a 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 e sua controlada a não mais se manterem 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.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar a opinião sobre as demonstrações financeiras do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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 as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

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 conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Salvador, 19 de março de 2025


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" BA


Marcelo de Figueiredo Seixas
Contador
CRC nº 1 PR 045179/O-9



BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024

(Em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023			31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
CIRCULANTE						CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	259.482	110.834	295.548	197.184	Fornecedores	8	269.083	244.977	299.110	254.010
Aplicações financeiras	4	506.305	310.172	761.939	310.172	Salários e encargos sociais		93.000	85.457	93.929	86.647
Contas a receber de clientes	5	315.380	332.047	361.095	360.611	Tributos a recolher		58.643	42.490	74.193	49.537
Estoques		8.744	6.237	9.766	7.358	Empréstimos e financiamentos	9	-	142.772	-	142.772
Dividendos a receber	17	-	11.316	-	-	Debêntures	10	20.907	-	20.907	-
Tributos a recuperar		85.959	211.194	96.616	233.927	Valores a pagar de arrendamentos		12.829	25.940	17.138	32.887
Instrumentos financeiros derivativos	15	575	-	575	-	Instrumentos financeiros derivativos	15	1.003	99.478	1.003	99.478
Outros ativos		41.690	36.708	43.886	38.179	Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	16	-	17.359	-	17.359
Total dos ativos circulantes		<u>1.218.135</u>	<u>1.018.508</u>	<u>1.569.425</u>	<u>1.147.431</u>	Valores a pagar de aquisições	12	213.077	340.256	213.077	340.256
						Provisão para abandono de poços	14	342	8.202	342	8.202
NÃO CIRCULANTE						Outras contas a pagar		12.300	29.029	12.657	34.712
Aplicações financeiras	4	15.964	-	15.964	-	Total dos passivos circulantes		<u>681.184</u>	<u>1.035.960</u>	<u>732.356</u>	<u>1.065.860</u>
Contas a receber de clientes	5	58.145	55.917	58.145	55.917						
Tributos a Recuperar		55.375	68.450	66.820	78.049	NÃO CIRCULANTE					
Outros ativos		30.717	8.623	46.540	5.816	Fornecedores	8	130.476	130.476	130.476	130.476
Tributos diferidos	11	78.762	8.399	97.025	46.370	Empréstimos e financiamentos	9	-	760.208	-	760.208
Investimentos	6	897.113	790.258	-	-	Debêntures	10	1.771.414	-	1.771.414	-
Imobilizado e intangível	7	4.967.984	4.807.735	5.561.314	5.455.889	Valores a pagar de arrendamentos		2.413	2.591	5.099	10.570
Direito de uso em arrendamento		15.681	26.438	22.338	39.712	Outras contas a pagar		10.558	12.227	10.559	12.227
Total dos ativos não circulantes		<u>6.119.741</u>	<u>5.765.820</u>	<u>5.868.146</u>	<u>5.681.753</u>	Instrumentos financeiros derivativos	15	367.837	-	367.837	-
						Valores a pagar de aquisições	12	-	145.239	-	145.239
						Provisão para processos judiciais	13	5.110	3.239	47.923	5.299
						Provisão para abandono de poços	14	133.607	176.505	136.630	181.422
						Total dos passivos não circulantes		<u>2.421.415</u>	<u>1.230.485</u>	<u>2.469.938</u>	<u>1.245.441</u>
						PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
						Capital social	16	2.832.476	2.830.774	2.832.476	2.830.774
						Ações em tesouraria		(7.035)	(5.084)	(7.035)	(5.084)
						Reserva de capital		56.410	51.978	56.410	51.978
						Reservas de lucros		1.318.945	1.671.360	1.318.945	1.671.360
						Outros Resultados Abrangentes		-	(65.626)	-	(65.626)
						Transação de capital		34.481	34.481	34.481	34.481
						Total do patrimônio líquido		<u>4.235.277</u>	<u>4.517.883</u>	<u>4.235.277</u>	<u>4.517.883</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>7.337.876</u>	<u>6.784.328</u>	<u>7.437.571</u>	<u>6.829.184</u>	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>7.337.876</u>	<u>6.784.328</u>	<u>7.437.571</u>	<u>6.829.184</u>

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais - R\$, exceto resultado por ação)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
RECEITA LÍQUIDA	19	2.884.640	765.317	3.264.554	2.814.361
CUSTOS DOS PRODUTOS VENDIDOS E DOS SERVIÇOS PRESTADOS	20	(1.809.580)	(637.812)	(2.072.805)	(1.916.661)
LUCRO BRUTO		1.075.060	127.505	1.191.749	897.700
RECEITAS (DESPESAS)					
Gerais, vendas e administrativas	20	(188.963)	(95.237)	(208.715)	(214.065)
Outras receitas (despesas), líquidas	20	(35.372)	(1.554)	(34.814)	(3.818)
Resultado de participações societárias	6	106.855	618.576	-	-
Total		(117.480)	521.785	(243.529)	(217.883)
LUCRO OPERACIONAL		957.580	649.290	948.220	679.817
Resultado financeiro	21	(623.910)	6.934	(584.815)	49.012
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS		333.670	656.224	363.405	728.829
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente		(1.652)	-	(11.188)	(32.666)
Diferido		105.480	52.714	85.281	12.775
Total	11	103.828	52.714	74.093	(19.891)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		437.498	708.938	437.498	708.938
Resultado por ação - R\$	16	1,4927	2,4202		
Resultado diluído por ação - R\$	16	1,4923	2,4180		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		437.498	708.938	437.498	708.938
Itens que poderão ser reclassificados subsequentemente para a demonstração do resultado					
Instrumentos financeiros de proteção - NDF	15	99.433	66.091	99.433	288.159
Tributos diferidos sobre instrumentos financeiros - NDF	11	(33.807)	(22.471)	(33.807)	(97.974)
Parcelas de outros resultados abrangentes de controladas		-	146.565	-	-
Subtotal		65.626	190.185	65.626	190.185
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		503.124	899.123	503.124	899.123

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Reserva de capital		Reservas de lucros				Outros Resultados Abrangentes			Total do Patrimônio Líquido		
		Capital Social	Ações em Tesouraria	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	Dividendos adicionais propostos	Outros Resultados Abrangentes		Transação de capital	Lucros (Prejuízos) acumulados
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022		2.828.170	(6.793)	18.501	24.670	89.702	57.018	994.190	26.374	(255.811)	34.481	-	3.810.502
Integralização de capital social subscrito	16	260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260
Exercício de opção de compra de ações		2.839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.839
Opções exercidas a integralizar		(495)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(495)
Recompra de ações		-	(4.055)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.055)
Entrega de ações		-	5.764	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.129)	4.635
Constituição adicional de reserva de incentivo fiscal	16	-	-	-	-	-	7.442	-	-	-	-	(7.442)	-
Pagamento baseado em ações		-	-	-	8.807	-	-	-	-	-	-	-	8.807
Dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	-	(26.374)	-	-	-	(26.374)
Outros resultados abrangentes de Controlada	6	-	-	-	-	-	-	-	-	146.565	-	-	146.565
Outros resultados abrangentes de Controladora		-	-	-	-	-	-	-	-	43.620	-	-	43.620
Juros sobre capital próprio	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(160.000)	(160.000)
Constituição de Reserva Legal	16	-	-	-	-	35.447	-	-	-	-	-	(35.447)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17.359)	(17.359)
Constituição de reserva de investimento e expansão	16	-	-	-	-	-	-	487.561	-	-	-	(487.561)	-
Resultado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	708.938	708.938
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	16	495	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	495
Exercício de opção de compra de ações	16	1.207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.207
Recompra de ações		-	(14.124)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14.124)
Entrega de ações		-	12.173	-	-	-	-	-	-	-	-	(914)	11.259
Pagamento baseado em ações		-	-	-	4.432	-	-	-	-	-	-	-	4.432
Dividendo adicional proposto	16	-	-	-	-	-	-	(379.000)	-	-	-	-	(379.000)
Outros resultados abrangentes	16	-	-	-	-	-	-	-	-	65.626	-	-	65.626
Dividendos mínimos distribuídos a título de JSCP	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(88.493)	(88.493)
Juros sobre capital próprio	16	-	-	-	-	-	-	(56.940)	-	-	-	(264.566)	(321.506)
Constituição de Reserva Legal	16	-	-	-	-	21.875	-	-	-	-	-	(21.875)	-
Constituição de Reserva de incentivo fiscal	16	-	-	-	-	-	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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES					
Lucro antes dos impostos sobre o lucro		333.670	656.224	363.405	728.829
Reconciliação do resultado antes dos impostos com o caixa das atividades operacionais					
Juros, amortização de captação e variações cambiais líquidas		394.077	(30.257)	387.561	(81.818)
Depreciação, amortização e depleção	20	508.275	148.639	694.816	598.327
Provisões, perdas estimadas e outros		17.259	8.318	59.805	8.537
Equivalência patrimonial	6	(106.855)	(618.576)	-	-
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	12	22.033	-	22.033	-
Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos no resultado		495.759	40.136	495.759	268.254
Atualização da provisão para abandono de poços	14	17.824	5.687	18.262	12.832
Baixas do imobilizado, de arrendamentos e outras		314.243	136.443	319.182	235.195
Variações nos ativos:					
Contas a receber de clientes		14.439	35.104	(2.712)	27.818
Estoques		3.420	34.903	4.344	5.685
Tributos a recuperar		138.310	33.523	148.540	(71.089)
Outros ativos		(27.076)	(76.266)	(46.431)	(9.863)
Variações nos passivos:					
Fornecedores		24.106	36.330	45.100	21.547
Salários e encargos sociais		18.802	21.186	18.541	26.343
Impostos a recolher		(1.953)	(29.587)	39	2.211
Outras contas a pagar		(18.398)	7.511	(22.055)	21.024
Pagamento de contratos de hedge	15	(127.539)	(40.091)	(127.539)	(268.209)
Juros pagos		(139.664)	(58.076)	(140.901)	(60.439)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(13.929)	(1.957)	(18.622)	(73.378)
Variação do caixa resultante das atividades operacionais		<u>1.866.803</u>	<u>309.194</u>	<u>2.219.127</u>	<u>1.391.806</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	6	-	(90.000)	-	-
Dividendos recebidos de controladas		11.316	60.000	-	-
Saldo de caixa - Encerramento da Recôncavo América		-	7.829	-	-
Saldo de caixa - Incorporação de Controladas		-	267.700	-	-
Aquisição da SPE Tieta, líquida do caixa recebido		-	(501.639)	-	(472.255)
Aplicações financeiras		(169.923)	914.601	(417.179)	977.533
Adições ao imobilizado e intangível		(1.048.185)	(553.463)	(1.185.407)	(1.366.449)
Variação do caixa resultante das atividades de investimento		<u>(1.206.792)</u>	<u>105.028</u>	<u>(1.602.586)</u>	<u>(861.171)</u>
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Adições, líquidas dos custos de captação	9	-	279.030	-	279.030
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	10	1.746.027	-	1.746.027	-
Pagamentos de financiamentos	9	(1.043.520)	(331)	(1.043.520)	(331)
Pagamento de valores a pagar por aquisições	12	(398.712)	(362.118)	(398.712)	(651.888)
Exercício de opção de ações		1.207	2.344	1.207	2.344
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos		(775.976)	(281.943)	(775.976)	(281.943)
Integralização de capital social subscrito	16	495	260	495	260
Caixa líquido da compra e venda de ações em tesouraria		(14.124)	(4.055)	(14.124)	(4.055)
Amortização de arrendamento mercantil - principal		(26.760)	(20.176)	(33.574)	(38.143)
Variação do caixa resultante das atividades de financiamento		<u>(511.363)</u>	<u>(386.989)</u>	<u>(518.177)</u>	<u>(694.726)</u>
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	-	247
VARIAÇÃO DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>148.648</u>	<u>27.233</u>	<u>98.364</u>	<u>(163.844)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	4	110.834	83.601	197.184	361.028
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	4	259.482	110.834	295.548	197.184
VARIAÇÃO DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>148.648</u>	<u>27.233</u>	<u>98.364</u>	<u>(163.844)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Receitas:					
Receita de contrato com cliente	19	3.417.353	852.832	3.836.743	3.314.712
Outras Receitas		62.040	77.489	42.205	43.602
Total das receitas		3.479.393	930.321	3.878.948	3.358.314
INSUMOS E SERVIÇOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS					
Matérias-primas e produtos para revenda		(45.122)	(51.065)	(45.133)	(83.155)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(965.012)	(324.519)	(1.076.768)	(725.014)
Total de insumos adquiridos de terceiros		(1.010.134)	(375.584)	(1.121.901)	(808.169)
VALOR ADICIONADO BRUTO		2.469.259	554.737	2.757.047	2.550.145
Depreciação, amortização e depleção	20	(508.275)	(148.639)	(694.816)	(598.327)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO		1.960.984	406.098	2.062.231	1.951.818
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA					
Receitas financeiras		244.832	123.182	289.862	187.051
Resultado Equivalência patrimonial	6	106.855	618.576	-	-
Total do valor adicionado recebido em transferência		351.687	741.758	289.862	187.051
Valor adicionado total a distribuir		2.312.671	1.147.856	2.352.093	2.138.869
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		255.796	119.619	267.861	237.814
Benefícios		99.545	36.085	103.217	76.945
FGTS		15.611	6.481	16.134	14.957
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		190.194	44.002	187.981	351.158
Estaduais		212.213	40.255	188.401	323.790
Municipais		3.407	2.659	3.417	2.659
Remuneração do capital de terceiros:					
Aluguéis		42.772	16.505	48.265	46.729
Royalties	20	186.893	57.064	224.642	237.840
Juros		868.742	116.248	874.677	138.039
Remuneração do capital próprio:					
Dividendos e juros sobre capital próprio		353.059	177.359	353.059	177.359
Lucros Retidos do exercício		84.439	531.579	84.439	531.579
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO		2.312.671	1.147.856	2.352.093	2.138.869

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 57 campos distribuídos entre os estados da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte e atua em cinco deles na modalidade de consórcio.

Devido à reorganização societária ocorrida em outubro de 2023, o resultado individual da Companhia até 31 de outubro de 2023 refletia apenas os resultados provenientes dos 12 campos operados pela Companhia. Até essa data, os resultados provenientes dos campos até então operados pelas subsidiárias Potiguar E&P, SPE Miranga e Recôncavo E&P estavam refletidos através da equivalência patrimonial no resultado individual da Companhia. A partir de novembro de 2023, o resultado individual da Companhia também inclui as contribuições dos campos incorporados, totalizando 55 campos em dezembro de 2023. Outras informações sobre essa reestruturação societária estão detalhadas na nota explicativa nº 1.2 às demonstrações financeiras da Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

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 preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e com as políticas contábeis materiais adotadas no Brasil. As políticas contábeis materiais adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira 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 pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

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 19 de março de 2025.

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 22), 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 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 2024 e 2023, 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 22).

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 Impacto da adoção inicial das outras normas IFRSs novas e alteradas em vigor no exercício

O Grupo não adota antecipadamente normas contábeis. A adoção antecipada, embora encorajada pelo IASB, não é permitida no Brasil pelo CPC. As seguintes normas foram revisadas ou propostas pelo IASB:

Norma	Alterações
Alterações à IAS 1 - Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes	O grupo adotou as alterações à IAS 1, publicadas em janeiro de 2020, pela primeira vez no exercício corrente. As alterações afetam apenas a apresentação de passivos como circulantes ou não circulantes no balanço patrimonial e não o valor ou a época de reconhecimento de qualquer ativo, passivo, receita ou despesa, ou as informações divulgadas sobre esses itens. As alterações esclarecem que a classificação de passivos como circulantes ou não circulantes se baseia nos direitos existentes no final do período de relatório, especificam que a classificação não é afetada pelas expectativas sobre se uma entidade irá exercer seu direito de postergar a liquidação do passivo, explicam que os direitos existem se as cláusulas restritivas são cumpridas no final do período de relatório, e introduzem a definição de 'liquidação'

para esclarecer que a liquidação se refere à transferência para uma contraparte de caixa, instrumentos patrimoniais, outros ativos ou serviços.

Alterações à IAS 7 e à IFRS 7

As alterações acrescentam um objetivo de divulgação na IAS 7 afirmando que uma entidade deve divulgar informações sobre seus acordos de financiamento de fornecedores que permitem aos usuários das demonstrações financeiras avaliar os efeitos desses acordos sobre os passivos e fluxos de caixa da entidade. Adicionalmente, a IFRS 7 foi alterada para acrescentar acordos de financiamento de fornecedores, como um exemplo, dentro das exigências para divulgar informações sobre a exposição da entidade à concentração do risco de liquidez.

As alterações contêm disposições de transição específicas para o primeiro período de relatório anual no qual o grupo aplica as alterações. Nos termos das disposições transitórias, a entidade não é obrigada a divulgar:

- informações comparativas para quaisquer períodos de relatório apresentados antes do início do período de relatório anual no qual a entidade aplica essas alterações pela primeira vez.
- as informações exigidas nos termos da IAS 7:44H(b)(ii)-(iii) no início do período de relatório anual no qual a entidade aplica essas alterações pela primeira vez.

Alterações à IFRS 16

O grupo adotou as alterações à IFRS 16 pela primeira vez no exercício corrente. As alterações à IFRS 16 acrescentam exigências de mensuração subsequente para transações de “sale and leaseback” que satisfazem as exigências da IFRS 15 para fins de contabilização como venda. As alterações requerem que o vendedor-arrendatário determine ‘pagamentos de arrendamento’ ou ‘pagamentos de arrendamento revisados’ de modo que o vendedor-arrendatário não reconheça um ganho ou perda relacionado ao direito de uso retido por ele, após a data de início. As alterações não afetam o ganho ou a perda reconhecida pelo vendedor-arrendatário relacionado ao término total ou parcial de um arrendamento. Sem essas novas exigências, um vendedor-arrendatário pode ter reconhecido um ganho sobre o direito de uso que retém exclusivamente devido à remensuração do passivo de arrendamento (por exemplo, após uma modificação ou mudança nos termos do arrendamento) aplicando as exigências gerais da IFRS 16. Esse pode ter sido particularmente o caso em um “leaseback” que inclui pagamentos de arrendamento variáveis que não dependem de um índice ou taxa. Como parte das alterações, o IASB alterou o Exemplo Ilustrativo da IFRS 16 e acrescentou um novo exemplo para ilustrar a mensuração subsequente do ativo de direito de uso e passivo de arrendamento em uma transação de “sale and leaseback” com pagamentos de arrendamento variáveis que não dependem de um índice ou taxa. Os exemplos ilustrativos também esclarecem que o passivo resultante de uma transação de “sale and leaseback” que se qualifica como venda na aplicação da IFRS 15 é um passivo de arrendamento. O vendedor-arrendatário aplica as alterações retrospectivamente de acordo com a IAS 8 a transações de “sale and leaseback” celebradas após a data da aplicação inicial, que é definida como o início do período anual de relatório no qual a entidade aplicou a IFRS 16 pela primeira vez.

Alterações à IAS 1 — Apresentação das Demonstrações Financeiras — Passivo Não Circulante com Covenants

O grupo adotou as alterações à IAS 1, publicadas em novembro de 2022, pela primeira vez no exercício corrente. As alterações indicam que apenas covenants que uma entidade deve cumprir no ou antes do final do período de relatório afetam o direito da entidade de postergar a liquidação de um passivo por no mínimo 12 meses após a data do relatório (e, portanto, isso deve ser considerado na avaliação da classificação do passivo como circulante ou não circulante). Esses covenants afetam se o direito

existe no final do período de relatório, mesmo se o cumprimento do covenant é avaliado apenas após a data do relatório (por exemplo, um covenant com base na condição financeira da entidade na data do relatório, que seja avaliado para fins de cumprimento apenas após a data do relatório). O IASB também determina que o direito de postergar a liquidação de um passivo por no mínimo 12 meses após a data do relatório não é afetado se uma entidade tem apenas que cumprir um covenant após o período de relatório. Porém se o direito da entidade de postergar a liquidação de um passivo estiver sujeito ao cumprimento de covenants pela entidade dentro do período de 12 meses após a data do relatório, a entidade divulga informações que permite aos usuários das demonstrações financeiras entender o risco dos passivos se tornarem amortizáveis dentro do período de 12 meses após a data do relatório. Isso incluiria informações sobre os covenants (incluindo a natureza dos covenants e quando a entidade deve cumpri-los), o valor contábil dos passivos correspondentes e os fatos e as circunstâncias, se houver, que indiquem que a entidade pode enfrentar dificuldades para cumprir os covenants.

A Companhia não identificou impactos relevantes oriundos das normas supracitadas em suas Demonstrações Financeiras.

2.9 Alterações em pronunciamentos ainda não aplicáveis

Norma	Alterações
Alterações à IAS 21	Falta de conversibilidade
IFRS 18	Apresentação e Divulgações nas Demonstrações Financeiras
IFRS 19	Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações

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 10,92% a.a. e uma inflação de 3,66% a.a., para o exercício de 2024 (2023, 9,65% a.a. e 3,55% 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 revistas anualmente pelo Grupo. Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que:

- As obrigações ocorrerão 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 campos produtores de petróleo e gás e no momento possui sete 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 2024 e de 2023, 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 22.

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 16.7.

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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Bancos conta movimento	2.245	17.357	2.659	17.573
Aplicações financeiras	257.237	93.477	292.889	179.611
Total	259.482	110.834	295.548	197.184

As aplicações referem-se a operações de renda fixa (Compromissadas de Terceiros e CDB – Certificado de Depósito Bancário), indexados de 89% a 102% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário) (90% a 103% do CDI em 2023) mantidas com bancos de primeira linha que possuem *rating* entre brAA e 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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Aplicações financeiras	522.269	310.172	777.903	310.172
Total	522.269	310.172	777.903	310.172

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 os pagamentos remanescentes referentes às aquisições de ativos e as dívidas bancárias são denominados em dólar norte-americano.

Esses recursos estão divididos entre quatro instituições financeiras, que possuem boas avaliações de *rating*. No exercício de 2024, os fundos cambiais variaram, em média, 35,05% (2023, variação negativa de 2,58%), enquanto o "Dólar Ptax" apresentou a variação de 27,89% (2023, variação negativa de 7,23%).

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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Petróleo	197.818	211.915	243.016	239.019
Gás e subprodutos	119.787	120.132	120.304	121.592
Prestação de Serviços	3	-	3	-
Subtotal	317.608	332.047	363.323	360.611
Outros, líquidos de perdas (i)	55.917	55.917	55.917	55.917
Total contas a receber	373.525	387.964	419.240	416.528
Total Circulante	315.380	332.047	361.095	360.611
Total Não circulante	58.145	55.917	58.145	55.917

(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 2024.

As faturas são emitidas contra os clientes com um prazo médio de vencimento de 30 a 60 dias. Para o exercício de 2024, o prazo médio de recebimento do contas a receber foi de 46 dias (Em 2023, 54 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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
A vencer (i)	303.349	320.244	346.553	343.628
Vencidos:				
Até 3 meses	10.400	8.660	10.400	13.698
De 3 a 6 meses	3.332	162	5.843	166
De 6 a 12 meses	-	2.981	-	3.119
A partir de 12 meses	527	-	527	-
Total	317.608	332.047	363.323	360.611

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

6. INVESTIMENTOS

Política contábil material

a) Combinação de negócios

O método de aquisição é usado para contabilizar todas as combinações de negócios. A contraprestação transferida pela aquisição de uma investida compreende:

- O valor justo dos ativos transferidos;
- Os passivos assumidos do negócio adquirido;
- Instrumentos patrimoniais emitidos para a Companhia;
- O valor justo de qualquer ativo ou passivo resultante de uma contraprestação contingente (“*Earnout*”); e
- O valor justo de qualquer participação acionária pré-existente na subsidiária.

Os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos, e passivos contingentes em uma combinação de negócios são, com limitadas exceções, mensurados inicialmente pelos seus valores justos na data da aquisição.

b) 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	31/12/2024	100	630.165	946.199	130.407	815.792
SPE Tiêta	31/12/2023	100	630.165	727.050	61.255	665.795

6.2 Movimentação

Movimentação	Recôncavo E&P	America LLC	Potiguar E&P	SPE Miranga	SPE Tiêta (iii)	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2022	21.171	20.073	1.433.185	818.756	-	2.293.185
Equivalência patrimonial	2.437	5.814	314.092	231.670	86.765	640.778
Equivalência patrimonial – Amortização Mais Valia	-	-	-	-	(22.202)	(22.202)
Aquisição SPE Tiêta (ii)	-	-	-	-	797.011	797.011
Adiantamento para futuro aumento de capital (iv)	-	-	90.000	-	-	90.000
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	(71.316)	(71.316)
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	146.565	-	-	146.565
Encerramento e incorporação de controladas (v)	(23.608)	(25.887)	(1.983.842)	(1.050.426)	-	(3.083.763)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	-	-	-	-	790.258	790.258
Equivalência patrimonial (i)	-	-	-	-	106.855	106.855
Saldos em 31 de dezembro de 2024	-	-	-	-	897.113	897.113

- (i) O valor apresentado da equivalência patrimonial é líquido da amortização da mais valia de ativos da SPE Tiêta no montante de R\$ 43.144 (Em 2023, R\$ 22.202).
- (ii) O valor do patrimônio líquido da Controlada compõe o investimento da Companhia em conjunto com a mais valia e a sua amortização acumulada. Em 2023, o saldo da equivalência patrimonial reconhecida na controladora reflete o resultado da investida de dez meses, período que compreende a data de aquisição até 31 de dezembro de 2023.
- (iii) Em 28 de fevereiro de 2023, a aquisição da SPE Tiêta foi totalmente concluída. Maiores informações sobre essa transação estão detalhadas na nota explicativa nº 7.3 às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023.
- (iv) Refere-se a adiantamento para futuro aumento de capital na controlada Potiguar.
- (v) Os detalhes referentes ao processo de reorganização societária do Grupo estão descritos na nota explicativa 1.2 às demonstrações financeiras da Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

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.

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. 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 14 e nº 3.3). É depletado com base no método das unidades produzidas descrito na nota explicativa nº 3.

- Almojarifado 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.

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	31/12/2022	Incorporação de controladas	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2023	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2024
Imobilizado					(iii)					
Máquinas e equipamentos	69.061	3.279	7.188	(24)	150.261	229.765	2.151	(5.714)	82.855	309.057
Imobilizados em andamento	47.096	28.220	145.920	(11.205)	(130.265)	79.766	124.729	(252)	(63.260)	140.983
Direito de produção de óleo e gás (i)	95.629	2.798.525	-	-	-	2.894.154	-	-	-	2.894.154
Desenvolvimento de campos	1.006.288	1.280.707	194.492	(758)	27.483	2.508.212	481.702	(33.813)	199.248	3.155.349
Blocos exploratórios (ii)	-	9.033	309	-	(39)	9.303	241	-	-	9.544
Abandono de poço	15.656	67.352	59.698	-	-	142.706	-	(69.134)	-	73.572
Almoxarifado para inversões fixas	120.632	390.237	176.455	(94.377)	(42.568)	550.379	396.972	(294.802)	(187.922)	464.627
Adiantamentos	95.703	28.796	17.260	(32.287)	(56.051)	53.421	27.577	(4.303)	(34.445)	42.250
Outros	32.412	33.611	8.100	(251)	32.133	106.005	7.607	(15.332)	3.477	101.757
Total	1.482.477	4.639.760	609.422	(138.902)	(19.046)	6.573.711	1.040.979	(423.350)	(47)	7.191.293
Depreciação, amortização e depleção										
Máquinas e equipamentos	(19.109)	(5.158)	(10.540)	-	-	(34.807)	(29.185)	5.105	-	(58.887)
Direito de produção de óleo e gás (i)	(6.130)	(556.040)	(24.352)	-	-	(586.522)	(152.340)	-	-	(738.862)
Desenvolvimento de campos	(700.696)	(326.397)	(73.596)	-	-	(1.100.689)	(278.492)	-	-	(1.379.181)
Abandono de poço	(2.897)	(15.706)	(13.357)	-	-	(31.960)	(7.437)	-	-	(39.397)
Outros	(18.483)	(6.156)	(3.638)	183	-	(28.094)	(10.293)	10.870	-	(27.517)
Total	(747.315)	(909.457)	(125.483)	183	-	(1.782.072)	(477.747)	15.975	-	(2.243.844)
Intangível										
Software	14.393	1.401	3.734	(342)	5.478	24.664	7.206	-	47	31.917
Amortização										
Software – amortização	(6.358)	(415)	(1.864)	69	-	(8.568)	(2.814)	-	-	(11.382)
Total do imobilizado e intangível	743.197	3.731.289	485.809	(138.992)	(13.568)	4.807.735	567.624	(407.375)	-	4.967.984

Consolidado	Aquisição SPE					31/12/2023	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2024
	31/12/2022	Tiêta	Adições	Baixas	Transferências					
Imobilizado					(iii)					
Máquinas e equipamentos	83.453	27	20.557	(312)	126.075	229.800	2.151	(5.714)	82.855	309.092
Imobilizados em andamento	63.785	-	162.193	(11.601)	(134.611)	79.766	124.987	(252)	(63.260)	141.241
Direito de produção de óleo e gás (i)	2.894.155	79.373	-	-	-	2.973.528	-	-	-	2.973.528
Desenvolvimento de campos	1.779.122	872.413	575.265	(6.776)	177.174	3.397.198	582.589	(33.884)	234.339	4.180.242
Blocos exploratórios (ii)	3.766	10.493	4.726	(299)	1.110	19.796	241	-	-	20.037
Abandono de poço	87.288	1.725	62.238	(974)	-	150.277	-	(71.186)	-	79.091
Almoxarifado para inversões fixas	364.122	46.020	512.790	(183.177)	(141.966)	597.789	430.476	(303.122)	(222.505)	502.638
Adiantamentos	126.788	-	74.325	(33.055)	(111.855)	56.203	30.126	(5.157)	(34.953)	46.219
Outros	57.126	3.570	12.813	(715)	36.496	109.290	7.631	(15.332)	3.477	105.066
Total	5.459.605	1.013.621	1.424.907	(236.909)	(47.577)	7.613.647	1.178.201	(434.647)	(47)	8.357.154
Depreciação, amortização e depleção										
Máquinas e equipamentos	(18.565)	(22)	(16.265)	13	-	(34.839)	(29.196)	5.105	-	(58.930)
Direito de produção de óleo e gás (i)	(428.232)	(55.274)	(159.733)	-	-	(643.239)	(166.121)	-	-	(809.360)
Desenvolvimento de campos	(848.990)	(219.898)	(359.432)	-	-	(1.428.320)	(445.057)	-	-	(1.873.377)
Abandono de poço	(20.705)	(1.176)	(15.144)	-	-	(37.025)	(7.526)	-	-	(44.551)
Outros	(25.745)	(2.198)	(6.508)	371	3.601	(30.479)	(10.569)	10.870	-	(30.178)
Total	(1.342.237)	(278.568)	(557.082)	384	3.601	(2.173.902)	(658.469)	15.975	-	(2.816.396)
Intangível										
Software	15.044	1.038	3.780	(342)	6.182	25.702	7.206	-	47	32.955
Amortização										
Software – amortização	(3.047)	(953)	(2.026)	69	(3.601)	(9.558)	(2.841)	-	-	(12.399)
Total do imobilizado e intangível	4.129.365	735.138	869.579	(236.798)	(41.395)	5.455.889	524.097	(418.672)	-	5.561.314

- (i) 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	1.549.772
Total Controladora		2.894.154
Bahia/Sergipe	Tiêta	79.373
Total Consolidado		2.973.528

- (ii) 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 18).
- (iii) Os valores residuais da coluna de transferência referem-se a registros extemporâneos de ICMS CIAP. Os valores foram transferidos para a rubrica de impostos a recuperar.

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 Negociações para a venda de 50% de sete concessões do ativo Potiguar

No dia 4 de junho de 2024, a PetroReconcavo S.A. firmou contrato de *Farm-out* (“Transação”) com a Mandacaru Energia Ltda (“Mandacaru”), para a venda de 50% da sua participação em sete concessões, que atualmente são detidas em sua totalidade pela Companhia. As concessões estão localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, sendo elas: Acauã, Baixa do Algodão, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Pajeú, Rio Mossoró e Três Marias.

O valor total da Transação é de US\$ 5 milhões, sendo US\$ 2 milhões (40%) a serem pagos até a data de fechamento, condicionado ao cumprimento de condições precedentes usuais, incluindo a aprovação de órgãos reguladores brasileiros, e o valor remanescente será pago em até dois anos na forma de investimentos nas atividades de desenvolvimento da produção das concessões. A Companhia recebeu R\$ 1.310 (US\$ 241 mil) a título de adiantamento e o montante de US\$ 1.759, dos US\$ 2 milhões totais estipulados em contrato, serão recebidos na conclusão da transação.

As sete concessões correspondem a 0,5% do valor presente líquido (PV10) das reservas 2P divulgadas pela Companhia ao mercado na data de 8 de abril de 2024, e produziam na data da operação 390 boed, o que correspondia a 1,4% da produção total da Companhia.

Com o fechamento da Transação, a Mandacaru assumirá a operação das concessões, tendo as partes negociado a constituição de um consórcio e um *Joint Operating Agreement*, que regulará 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, e na baixa materialidade das operações vendidas, que representaram, aproximadamente, 1% da produção total na data da operação.

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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Fornecedores em moeda nacional	391.412	371.565	424.450	380.598
Fornecedores em moeda estrangeira	2.778	2.912	2.863	2.912
Partes relacionadas (nota explicativa nº 17)	5.369	976	2.273	976
Total	399.559	375.453	429.586	384.486
Total circulante	269.083	244.977	299.110	254.010
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. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Política contábil material

Os empréstimos e financiamentos são passivos financeiros classificados na categoria de custo amortizado. Estão registrados pelos seus valores nominais acrescidos 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.

9.1 Composição

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Empréstimos bancários	-	923.890
Custos a amortizar	-	(20.910)
Total	-	902.980
Total circulante	-	142.772
Total não circulante	-	760.208

9.2 Movimentação

	Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2022	655.581
Efeito caixa	
Adições, líquidas dos custos de captação	279.030
Pagamentos de principal	(331)
Juros pagos	(57.617)
Efeito não caixa	
Juros provisionados	67.859
Variação cambial	(41.542)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	902.980
Efeito caixa	
Pagamentos de principal	(1.043.520)
Juros pagos	(87.770)
Efeito não caixa	
Juros provisionados	63.302
Variação cambial	165.008
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-

As principais características e condições destes empréstimos estão detalhadas na nota explicativa nº 10 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

No exercício de 2024, a Companhia concluiu a liquidação de 100% de seus empréstimos, com um desembolso total de R\$1.131.290. Desse montante, R\$328.770 foram destinados à quitação do financiamento contratado em 2023 pela Companhia para a aquisição da Maha Energy Brasil Ltda., enquanto R\$ 802.520 foram utilizados para encerrar o refinanciamento obtido em 2022.

10. 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.

10.1 Composição

Composição	Controladora e Consolidado
	31/12/2024
Debêntures - Série 1	777.481
Debêntures - Série 2	381.789
Custos a amortizar 1	(29.724)
Debêntures 2	664.190
Custos a amortizar 2	(1.415)
Total	1.792.321
Total circulante	20.907
Total não circulante	1.771.414

10.2 Movimentação

Movimentação	Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-
Efeito caixa	
Adições, líquidas dos custos de captação	1.746.027
Juros pagos	(47.782)
Efeito não caixa	
Juros provisionados	73.650
Atualização monetária	20.426
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.792.321

Não circulante	Controladora e Consolidado
2028+	1.771.414
Total	1.771.414

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 foram 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, ver nota explicativa nº 15.

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.

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 foram 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. Luxembourg 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 n° 15.

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.

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.

As fórmulas dos indicadores, definidas no contrato do instrumento financeiro, estão apresentadas a seguir:

Dívida Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a 3,00x:	Consolidado
Dívida líquida	
Debêntures (i)	1.823.460
Instrumentos financeiros derivativos	368.840
Valores a pagar de aquisições	213.077
Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras	(1.057.487)
Dívida Líquida	<u>1.347.890</u>

EBITDA ajustado (contratual)	
Lucro Líquido (R\$)	437.498
Resultado financeiro	(584.815)
Collar	(326)
Juros de arrendamento mercantil	(4.439)
Resultado financeiro (contratual)	(580.050)
Imposto de renda e Contribuição social	74.093
Outras receitas (despesas), líquidas	(34.814)
Depreciação e amortização (ii)	(656.887)
EBITDA ajustado (contratual)	1.635.156
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (contratual)	0,82

(i) Os valores não consideram os saldos de custos a amortizar;

(ii) A depreciação e amortização contratual não consideram a amortização do arrendamento mercantil (R\$ 37.929)

PV10 Reservas Provas/Dívida Bruta: maior ou igual a 1,50x:	Consolidado
PV-10 Reservas Provas (R\$'000)	13.450.221
Dívida Bruta	2.405.377
PV10 Reservas Provas/Dívida Bruta	5,59

Caixa (contratual): maior que R\$ 100.000:	Consolidado
Caixa e equivalentes de caixa	295.548
Aplicações financeiras	761.939
Total	1.057.487

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.

Adicionalmente, estes contratos possuem obrigações não financeiras divulgadas no prospecto que são acompanhadas trimestralmente e encontram-se plenamente atendidas.

11. 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.

11.1 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 2024 e 2023 estão demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Lucro antes do imposto do IR e CSLL	333.670	656.224	363.405	728.829
Alíquota combinada de IR e CSLL	34%	34%	34%	34%
IR e CSLL às alíquotas da legislação	(113.448)	(223.116)	(123.558)	(247.802)
Equivalência patrimonial	36.331	210.316	-	-
Redução – incentivo fiscal (i)	61.650	-	86.336	116.473
Juros sobre capital próprio	139.400	54.400	139.400	54.400
Recuperação de créditos	2.280	-	2.280	26.539
Crédito Presumido de ICMS	-	7.188	-	14.790
Alíquota de tributos diferidos (ii)	(33.762)	3.641	(28.109)	7.785
Outros	11.377	285	(2.256)	7.924
Imposto de renda e contribuição social	103.828	52.714	74.093	(19.891)

(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.

11.2 Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos no balanço

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Ativo				
Provisão para abandono de poços	29.814	10.428	30.375	11.261
Instrumentos financeiros derivativos	125.406	33.807	125.406	33.807
Prejuízo fiscal/base negativa	40.495	66.666	66.241	106.265
Variação cambial passiva não realizada	22.632	-	22.632	-
Provisão fornecedores	38.602	46.302	40.184	47.691
Perdas de crédito esperadas	24.042	24.042	24.042	24.042
Pagamento baseado em ações	11.314	10.463	11.314	10.463
Provisão para PLR	10.862	10.404	10.993	10.404
Arrendamentos	5.182	9.701	7.498	14.312
Provisão para obsolescência do estoque	7.084	3.357	7.694	3.357
Passivo contingente de aquisições	7.491	-	7.491	-
Outros	12.248	5.127	46.764	39.075
Total	335.172	220.297	400.634	300.677
Passivo				
Depleção acelerada (i)	(242.553)	(189.860)	(280.449)	(227.756)
Arrendamentos	(5.332)	(8.989)	(7.602)	(13.502)
Variação cambial ativa não realizada	(8.330)	(13.049)	(12.927)	(13.049)
Instrumentos financeiros derivativos	(195)	-	(195)	-
Outros	-	-	(2.436)	-
Total	(256.410)	(211.898)	(303.609)	(254.307)
IR e CSLL diferido líquido	78.762	8.399	97.025	46.370

(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 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
2025	81.648	93.763
2026	65.270	77.286
2027	49.884	52.004
2028	40.079	41.703
2029 em diante	98.291	135.878
Total	335.172	400.634

11.3 Movimentação Diferido

	Controladora	Consolidado
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2022	28.110	161.817
<u>Demonstração do resultado abrangente</u>		
Hedge Accounting	(22.471)	(97.974)
Total do efeito no resultado abrangente	(22.471)	(97.974)
<u>Demonstração do resultado do exercício</u>		
Variação cambial	(3.529)	(2.446)
Abandono de poço	1.933	4.563
Depleção acelerada	(23.873)	(157.424)
Provisão de fornecedores	28.609	54.176
Prejuízo fiscal e base negativa	41.044	102.965
ICPC 09	3.029	3.029
Amortização Mais Valia	7.549	7.549
Outros	(2.048)	363
Total do efeito no resultado do exercício	52.714	12.775
Aquisição SPE Tiêta	-	15.902
Incorporação de controladas	(48.766)	-
Créditos extemporâneos	(1.188)	(46.150)
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

12. 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. O grupo revisa trimestralmente essas estimativas e qualquer diferença será reconhecida contra o resultado do exercício.

12.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
<u>Circulante</u>				
<u>SPE Tiêta</u>				
Valor justo através do resultado	27.308	7.116	27.308	7.116
<u>Polo Miranga</u>				
Custo Amortizado	-	200.004	-	200.004
Valor justo através do resultado	185.769	133.136	185.769	133.136
Total circulante	213.077	340.256	213.077	340.256
Total circulante em US\$	34.410	70.282	34.410	70.282
<u>Não circulante</u>				
<u>Polo Miranga</u>				
Valor justo através do resultado	-	145.239	-	145.239
Total não circulante	-	145.239	-	145.239
Total não circulante em US\$	-	30.000	-	30.000
Total	213.077	485.495	213.077	485.495

12.2 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-	918.272
Efeito não caixa		
Adição	295.372	295.372
Incorporação de controladas	603.171	-
Juros apropriados	750	4.560
Variação cambial	(51.680)	(80.821)
Efeito caixa		
Pagamento	(362.118)	(651.888)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	485.495	485.495
Efeito não caixa		
Adição	22.033	22.033
Juros apropriados	3.377	3.377
Variação cambial	100.884	100.884
Efeito caixa		
Pagamento	(398.712)	(398.712)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	213.077	213.077

a) 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 2024, a Companhia registrou o valor de US\$ 4.410 (R\$ 27.308) a título de *Earnout* no resultado do exercício (em 31 de dezembro de 2023, US\$ 1.470, ou R\$ 7.116, 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 será liquidado em março de 2025. O valor registrado em 2023 foi integralmente liquidado em março de 2024.

Para o ano de 2025 os vendedores poderão receber até US\$7.230 (R\$ 44.770) adicionais que não foram provisionados por não atingimento das premissas estipuladas em contrato. Além desse montante, existem US\$ 12.000 (R\$ 74.308) restantes que estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia não reconhecidos considerando a remota probabilidade da ocorrência dos eventos.

b) 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

Os valores a pagar da aquisição foram mensurados pelo custo amortizado e pelo valor justo através do resultado como seguem:

Custo amortizado:

- US\$20.000 (R\$ 105.676) pagos dezembro de 2022;
- US\$20.000 (R\$ 101.343) pagos em dezembro de 2023;
- US\$40.100 (R\$ 254.273) pagos em dezembro de 2024.

Valor justo através do resultado:

- US\$27.500 (R\$ 141.606) pagos em março de 2023;
- US\$27.500 (R\$ 137.104) pagos em abril de 2024;
- US\$30.000 (R\$ 185.769) a serem pagos em março de 2025.

13. 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.

13.1 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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Processos trabalhistas	3.252	1.965	4.810	3.366
Processos fiscais	1.472	1.274	1.472	1.274
Processos regulatórios	386	-	41.641	659
Total	<u>5.110</u>	<u>3.239</u>	<u>47.923</u>	<u>5.299</u>

A Companhia possui 85 processos trabalhistas (109, em 31 de dezembro de 2023), sendo 45 deles classificados como perdas prováveis (41, em dezembro de 2023). A maior parte destas ações trabalhistas estão vinculados a empresas terceirizadas, em que a PetroReconcavo consta como responsável subsidiária no processo.

A variação dos processos regulatórios se dá em razão 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 2024 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\$ 41.254 e se obrigaram a depositar mensalmente, em conta caução, o valor da correção monetária, também com base no índice IGP-DI.

13.1.1 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2022	3.391	3.726
Aquisição SPE Tiêta	-	3.492
Incorporação de controladas	335	-
Provisões constituídas	203	203
Provisões revertidas	(690)	(2.122)
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

13.2 Perdas possíveis

A Companhia possuía em 2024 e em 2023, litígios com probabilidade de perda possível, com base na opinião da Administração e de seus consultores jurídicos, conforme demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Processos trabalhistas	1.439	2.512	4.098	7.739
Processos fiscais	57.300	46.098	57.300	46.286
Processos regulatórios	49.876	15.363	49.891	15.367
Processos cíveis	1.715	1.660	8.360	6.795
Total	110.330	65.633	119.649	76.187

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.

Os processos regulatórios são compostos por causas pulverizadas com órgãos regulatórios e o aumento no valor dos processos regulatórios contingenciados com perda possível no exercício de 2024 se deu em razão de um auto de infração lavrado por descumprimento de cláusula de conteúdo local pelo antigo operador no total de R\$ 40.732.

13.3 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 está em estágio inicial, já tendo sido constituído o Painel Arbitral, assinada a Ata de Missão e iniciado o prazo para apresentação das Alegações Iniciais. 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.

14. 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 reversão de provisão em 2024 foi devido à revisão da estimativa de vida útil dos campos, bem como da inflação e da taxa de desconto utilizadas para cálculo da provisão, conforme mencionado em nota explicativa 3.

14.1 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2022	32.483	113.611
Aquisição SPE Tieta	-	2.390
Incorporação de controladas	87.906	-
Constituição de provisão	59.699	62.238
Atualização	5.687	12.832
Baixas	(1.068)	(1.447)
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
Total do passivo circulante	342	342
Total do passivo não circulante	133.607	136.630

15. 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 19.

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 acumulados 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 o 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 10. 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 2024, a Companhia operou os seguintes instrumentos derivativos:

Instrumento financeiro	Classificação	Designação
<i>Non Delivery Forward ("NDF")</i>	Valor justo pelo resultado abrangente	<i>Hedge accounting</i>
<i>Zero Cost Collar ("Collar")</i>	Valor justo pelo resultado	Não aplicável
<i>Swap Cambial ("Swap")</i>	Valor justo pelo resultado	Não aplicável

Os contratos de *SWAP* firmados resultam em um custo médio dolarizado de aproximadamente 7,05% a.a. e 6,16% a.a. para a primeira e segunda distribuição de debêntures emitidas, respectivamente.

	"Nocional"	Remuneração	Valor justo
Debêntures I - Série 1			
Ponta Ativa	R\$ 753.000	IPCA + 7,3249%	762.100
Ponta Passiva	\$ 143.776	VC + 7,03%	(955.851)
Resultado			(193.751)
Debêntures I - Série 2			
Ponta Ativa	R\$ 376.500	12,8886%	348.035
Ponta Passiva	\$ 71.888	VC + 7,10%	(479.399)
Resultado			(131.364)
Debêntures II			
Ponta Ativa	R\$ 650.000	CDI + 1,15%	689.249
Ponta Passiva	\$ 114.695	VC + 6,1643%	(732.974)
Resultado			(43.725)
Efeito total do Resultado			(368.840)

15.1 Composição

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Ativos financeiros derivativos		
<i>Collar</i>	575	-
Passivos financeiros derivativos		
<i>NDFs</i>	-	99.433
<i>Collar</i>	-	45
<i>SWAP cambial</i>	368.840	-
Total	368.265	99.478
Total Ativo circulante	575	-
Total Ativo não circulante	-	-
Total Passivo circulante	1.003	99.478
Total Passivo não circulante	367.837	-

15.2 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-	387.592
Efeito caixa		
Liquidação de contratos de derivativos	(40.091)	(268.209)
Efeito não caixa – Resultado abrangente		
Incorporação de controladas – NDF	165.524	-
NDFs	(66.091)	(288.159)
Efeito não caixa – Resultado		
Derivativos registrados no resultado abrangente e reciclados pelo resultado	40.091	268.209
Collar	45	45
Saldo em 31 de dezembro de 2023	99.478	99.478
Efeito caixa		
Liquidação de contratos de derivativos	(127.539)	(127.539)
Efeito não caixa – Resultado abrangente		
NDFs	(99.433)	(99.433)
Efeito não caixa – Resultado		
Collar	(293)	(293)
SWAP cambial	368.840	368.840
Derivativos registrados no resultado abrangente e reciclados pelo resultado	127.212	127.212
Saldo em 31 de dezembro de 2024	368.265	368.265

16. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

16.1 Capital Social

Em 31 de dezembro de 2024 e de 2023 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
2023	293.338.126	2.905.941	(495)	(113.140)	38.468	2.830.774
2024	293.452.126	2.907.148	-	(113.140)	38.468	2.832.476

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

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023 as ações estavam assim distribuídas:

Acionista	PetroReconcavo	
	31/12/2024	31/12/2023
Fundos geridos pelo Opportunity	79.693.489	68.753.289
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	57.536.716	57.536.716
Eduardo Cintra Santos	16.970.000	16.527.177
Fundos geridos pela Atmos	15.052.500	14.876.100
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	12.523.304	12.523.304
Outros acionistas	111.676.117	123.121.540
Total	293.452.126	293.338.126
Ações em tesouraria	(352.936)	(225.996)
Total líquido de ações em tesouraria	293.099.190	293.112.130

No exercício de 2024, a Companhia recomprou 702.000 ações (em 2023, recomprou 200.000) e entregou/vendeu 575.060 (2023, 256.248) ações ordinárias para executivos e colaboradores estratégicos da Companhia, como parte de programas de remuneração baseados em ações. Adicionalmente, os acionistas da Companhia integralizaram capital no total de R\$ 495 no exercício de 2024 (em 2023, R\$ 260).

Em 2024, a Companhia mantinha 352.936 ações em tesouraria (225.996 em 31 de dezembro de 2023) ao preço médio de R\$19,93, totalizando R\$7.035 (R\$5.084 em 31 de dezembro de 2023).

a) Movimentação do Capital Social

Evento	Reunião	Data	Ações	Valor
Saldo		31/12/2022	293.056.784	2.903.102
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	25/01/2023	114.000	1.220
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	02/03/2023	13.018	135
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	25/05/2023	18.268	189
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	04/08/2023	32.000	310
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	28/09/2023	47.056	490
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	21/12/2023	57.000	495
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

16.2 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 11).

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.

16.3 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 2024, a Companhia não constituiu reserva de investimento e expansão e destinou R\$ 435.940 desta reserva para distribuição de dividendos adicionais e JSCP do Exercício (2023, constituiu R\$ 487.561)

16.4 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 2024, a Companhia constituiu reserva legal no montante de R\$ 21.875 (em 2023, R\$ 35.447).

16.5 Resultado por ação

PetroReconcavo		
	31/12/2024	31/12/2023
Resultado líquido do exercício	437.498	708.938
Média ponderada de ações emitidas	293.100.768	292.920.165
Resultado básico por ação - R\$	1,4927	2,4202
Média ponderada das ações e das opções de ações emitidas	293.176.559	293.190.718
Resultado diluído por ação - R\$	1,4923	2,4180

16.6 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

	31/12/2024	31/12/2023
Resultado líquido	437.498	708.938
Reserva legal	(21.875)	(35.447)
Reserva de incentivo fiscal	(61.650)	(7.442)
Base para cálculo	353.973	666.049
Percentual	25%	25%
Dividendos mínimos obrigatórios	88.493	166.512

b) Movimentação de dividendos e Juros sobre Capital Próprio

	31/12/2024	31/12/2023
Saldo Inicial	17.359	132.790
Dividendos mínimos obrigatórios	88.493	17.359
Juros Sobre Capital Próprio	321.506	160.000
Dividendo adicional proposto	379.000	-
Impostos retidos – Juros sobre capital próprio	(30.382)	(10.847)
Pagamentos	(775.976)	(281.943)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	17.359

No dia 29 de maio de 2024, o Conselho da Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio (“JSCP”) no valor bruto de R\$410.000, correspondente ao valor bruto de R\$1,398827

por ação ordinária, sujeito à retenção de imposto de renda na fonte, exceto para os acionistas que comprovadamente não estiverem sujeitos à incidência do tributo, na forma da legislação aplicável.

No dia 7 de novembro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de dividendos no valor total de R\$ 379.000, correspondentes a R\$ 1,293078 por ação.

16.7 Pagamentos baseados em ações

a) Ações diferidas

Em 31 de dezembro de 2024 e de 2023, as reservas de capital apresentaram a seguinte movimentação:

	Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2022	24.670
Provisão	13.442
Entrega	(4.635)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	33.477
Provisão	15.691
Entrega	(11.259)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	37.909

- Benefício extraordinário e metas anuais (2020)

Os programas se referem a um benefício em virtude da conclusão da oferta pública inicial e ao atingimento de metas anuais de 2020, respectivamente. O pagamento depende apenas da permanência dos executivos na Companhia.

- 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)	31/12/2024	31/12/2023
Benefício extraordinário – 4º parcela	-	25/06/2021	25/06/2024	-	-	3.034
Benefício metas anuais – 2020	-	25/06/2021	25/06/2024	-	-	3.529
ILP 2022 - Parcelas Retenção e TSR	524.747	31/05/2022	2023–2025	20.455	14.822	10.954
ILP 2023 - Parcelas Retenção e TSR	703.843	2023-2024	2024–2027	15.054	7.146	3.301
ILP 2024 - Parcelas Retenção e TSR	603.014	29/04/2024	2025–2027	12.969	3.282	-
Total	1.831.604			48.478	25.250	20.818

(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).

Em 31 de dezembro de 2024 e de 2023, não existiam ações *vesteds* e não distribuídas.

Ações	31/12/2022	Outorgadas	Canceladas	Entregues	31/12/2023
Benefício Extraordinário – 3ª parcela	200.402	-	(14.119)	(186.283)	-
Benefício Extraordinário – 4ª parcela	200.402	-	-	-	200.402
Benefício Metas anuais 2020	233.064	-	-	-	233.064
ILP 2022 – Parcelas Retenção e TSR	699.661	-	(867)	(69.098)	629.696
ILP 2023 – Parcelas Retenção e TSR	-	617.653	-	-	617.653
Total	1.333.529	617.653	(14.986)	(255.381)	1.680.815

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

- (i) O Conselho de Administração aprovou a outorga de 147.695 (em 2023, 30.024) 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.

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 2024. 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 2024, foram exercidas 57.000 opções (2023, 140.671) e zero opções foram canceladas (2023, zero). A Companhia recebeu R\$ 1.207 (2023, R\$2.344) referente ao exercício dessas opções e não possui saldo a receber a título de capital subscrito a integralizar. Não houve opções expiradas no exercício de 2024 e de 2023.

16.8 Ajustes de avaliação patrimonial

No exercício de 2024, a PetroReconcavo 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\$65.626 (R\$190.185, em 2023).

17. PARTES RELACIONADAS

17.1 Saldos e Transações

Saldos	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Outros ativos:				
Controladas (i)	27.399	5.084	-	-
Dividendos a pagar	-	17.359	-	17.359
Dividendos a receber:				
Controladas (v)	-	11.316	-	-
Fornecedores:				
Controladas (i)	3.314	-	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	2.054	927	2.272	927
Grupo PetroSantander (iii)	1	49	1	49
Total fornecedores	5.369	976	2.273	976

Transações – Receitas (despesas)	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Controladas (i)	38.864	121.457	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	(4.507)	(9.024)	(4.783)	(14.225)
Grupo PetroSantander (iii)	(335)	(1.221)	(335)	(1.221)
Rateios (iv)	23.805	107.573	-	-
Total	57.827	218.785	(5.118)	(15.446)

(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, atualizados anualmente pelo IGP-M.

(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.

(v) Dividendos declarados e já distribuídos pela controlada SPE Tiêta para a controladora.

17.2 Remuneração da administração

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Benefícios - Diretoria (i)	10.793	13.585	10.793	13.612
Benefícios - Conselho de Administração (i)	4.858	4.562	4.858	4.562
Outros benefícios (ii)	418	245	418	245
Pagamento baseado em ações (iii)	9.638	7.880	9.638	7.880
Subtotal	25.707	26.272	25.707	26.299
Encargos sociais (iv)	3.491	5.008	3.491	5.013
Total	29.198	31.280	29.198	31.312

(i) Refere-se ao pró-labore, líquido de encargos sociais, e bônus dos diretores estatutários e dos conselheiros da Companhia, incluindo os suplentes do Conselho de Administração e participação em Comitês. Após a apuração dos resultados do ano de 2023, parte do bônus provisionado foi revertido em março de 2024.

(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 nº16.7.

(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 2024 no montante de R\$34.222 (R\$33.198, 2023), excluindo-se encargos sociais de ônus do empregador.

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

18.1 Compromissos e direitos dos campos em produção

O Grupo é concessionário de 57 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 no Polo 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 2024, R\$196.246 e 31 de dezembro de 2023, R\$207.431). 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 2024, R\$28.396 e 31 de dezembro de 2023, R\$30.409).
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.

18.2 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-224	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-117	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-118	Valor reduzido a R\$0

19. 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.

19.1 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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
<u>Receita bruta:</u>				
Venda de Petróleo	2.026.051	662.883	2.440.303	2.330.376
Venda de Gás e subprodutos	1.475.199	230.040	1.480.337	1.252.545
Prestação de Serviços	43.315	-	43.315	-
Contrato de <i>Hedge</i>	(127.212)	(40.091)	(127.212)	(268.209)
Total	<u>3.417.353</u>	<u>852.832</u>	<u>3.836.743</u>	<u>3.314.712</u>
<u>(-) Deduções sobre a receita</u>	(532.713)	(87.515)	(572.189)	(500.351)
Receita líquida	<u>2.884.640</u>	<u>765.317</u>	<u>3.264.554</u>	<u>2.814.361</u>

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Pessoal	(255.839)	(127.164)	(274.271)	(275.275)
Serviços e Materiais	(508.516)	(220.869)	(553.842)	(395.910)
Eletricidade	(71.254)	(39.988)	(72.093)	(77.230)
Vendas	(3.940)	(16.143)	(3.940)	(40.495)
Outras	(80.397)	(24.115)	(73.920)	(36.083)
Compra/"Swap" de gás	(61.941)	(27.335)	(61.951)	(98.194)
Escoamento de gás	(18.713)	(5.668)	(18.713)	(23.896)
Processamento de gás	(219.741)	(32.408)	(219.741)	(183.152)
Transporte de gás	(118.406)	(35.210)	(118.405)	(168.142)
Royalties	(186.893)	(57.064)	(224.642)	(237.840)
Depreciação, amortização e depleção	(508.275)	(148.639)	(694.816)	(598.327)
Total	(2.033.915)	(734.603)	(2.316.334)	(2.134.544)
Custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados	(1.809.580)	(637.812)	(2.072.805)	(1.916.661)
Gerais e administrativas	(188.963)	(95.237)	(208.715)	(214.065)
Outras receitas (despesas) líquidas	(35.372)	(1.554)	(34.814)	(3.818)
Total	(2.033.915)	(734.603)	(2.316.334)	(2.134.544)

21. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Receitas financeiras				
Juros e rendimentos, líquidos	42.174	32.427	50.552	65.949
Total receitas financeiras	42.174	32.427	50.552	65.949
Despesas financeiras:				
Juros com empréstimos	(63.302)	(68.694)	(63.302)	(69.661)
Outros juros	(6.698)	(3.618)	(7.869)	(9.812)
Juros sobre abandono de poço	(17.824)	(5.686)	(18.262)	(13.298)
Despesas bancárias e outras	(62.362)	(12.986)	(66.571)	(16.057)
Juros sobre debêntures	(84.840)	-	(84.840)	-
Total despesa financeira	(235.026)	(90.984)	(240.844)	(108.828)
Varição cambial:				
Varição cambial ativa	202.365	90.755	239.017	121.102
Varição cambial passiva	(264.876)	(25.219)	(264.993)	(29.166)
Total variação cambial	(62.511)	65.536	(25.976)	91.936
Instrumentos financeiros:				
SWAP cambial	(368.840)	-	(368.840)	-
Zero Cost Collar	293	(45)	293	(45)
Total Instrumentos financeiros	(368.547)	(45)	(368.547)	(45)
Total	(623.910)	6.934	(584.815)	49.012

22. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

22.1 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. Historicamente a Companhia financiou suas operações com capital próprio, e possuía baixo endividamento com terceiros, não vinculados à Companhia. Em 2021, a Companhia abriu seu capital para captação de recursos, tendo feito uma oferta pública subsequente em 2022 com a mesma finalidade. 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 16) e debêntures (ver nota explicativa nº 10).

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.

22.2 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	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Ativos financeiros					
<u>Custo amortizado (i)</u>					
Caixa e equivalentes de caixa	4	259.482	110.834	295.548	197.184
Aplicações financeiras	4	522.269	310.172	777.903	310.172
Contas a receber de clientes	5	373.525	387.964	419.240	416.528
Dividendos a receber	17	-	11.316	-	-

Passivos financeiros					
<u>Custo amortizado (i)</u>					
Fornecedores	8	399.559	375.453	429.586	384.486
Empréstimos e financiamentos	9	-	902.980	-	902.980
Debêntures (iii)	10	1.792.321	-	1.792.321	-
Dividendos a pagar	16	-	17.359	-	17.359
Valores a pagar por aquisições	12	-	200.004	-	200.004
<u>Valor justo através do resultado abrangente</u>					
Instrumentos financeiros derivativos	15	-	99.433	-	99.433
<u>Valor justo através do resultado (ii)</u>					
Valores a pagar por aquisições	12	213.077	285.491	213.077	285.491
Instrumentos financeiros derivativos	15	368.265	45	368.265	45

(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 2024, o valor justo das debêntures era de R\$ 1.799.384.

22.3 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 aprovada 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 23). Conforme descrito na nota explicativa nº 5, o Grupo possui valores provisionados a títulos de PCE referentes do contrato de “*Swap*” firmado com a Petrobras. Parte dos recebíveis referente ao supracitado contrato estão vencidos. O Grupo não possui outros títulos vencidos materiais, além dos mencionados, no contas a receber de clientes.

Durante o exercício de 2024, cerca de 86% da receita do grupo estava concentrada com clientes que representaram mais do que 10% da receita do ano. As três maiores concentrações representaram, 20%, 29% e 37% do total da receita. No exercício de 2023, a concentração estava em três clientes que somavam 76% (44%, 17% e 15%) 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	2025	2026	2027+	Total
Debêntures, líquidas do swap cambial (ii)	187.303	192.997	2.619.350	2.999.650
Instrumentos financeiros derivativos (NDF e Zero Cost Collar)	(575)	-	-	(575)
Valores a pagar por aquisições	213.077	-	-	213.077
Fornecedores (i)	299.110	-	-	299.110
Valores a pagar de arrendamentos	11.997	7.691	2.549	22.237

- (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 2024, 98% (2023, 97%) 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.

A Controladora, em 27 de setembro de 2022 e em 24 de julho de 2023, adquiriu empréstimos em dólares norte-americanos e nos dias 4 de junho de 2024 e 11 de outubro de 2024 realizou, respectivamente, sua 1ª e 2ª 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 10).

O Grupo possui registrado na rubrica de valores a pagar por aquisições, parcelas diferidas/contingentes de aquisições de ativos cujo valor está atrelado ao dólar norte-americano. Em 31 de dezembro de 2024, o Grupo havia reconhecido um passivo total de US\$34.410 (R\$ 213.077) ((US\$ 100.282 (R\$ 485.495) em 2023).

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

	Risco	Controladora				
		Taxa (a)	Exposição R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,9524	484.292	465.531	605.367	726.440
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,9524	213.077	204.822	266.346	319.616
Debêntures (c)	Alta do US\$	5,9524	2.155.497	2.071.990	2.694.371	3.233.246
Efeito líquido no resultado				73.001	(471.068)	(942.140)

Consolidado						
	Risco	Taxa (a)	Exposição R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,9524	739.925	711.258	924.905	1.109.886
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,9524	213.077	204.822	266.346	319.616
Debêntures (c)	Alta do US\$	5,9524	2.155.497	2.071.990	2.694.371	3.233.246
Efeito líquido no resultado				63.095	(407.163)	(814.327)

(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 2024. Em 31 de dezembro de 2024 a taxa era de R\$ 6,1923.

(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 2024.

(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 (empréstimos e 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.

No lado do passivo, os juros são reconhecidos a um spread de 3,7% mais SOFR para 6 meses e 3,8% mais SOFR para 3 meses.

Controladora						
	Risco	Taxa (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	14,75%	257.237	295.179	280.871	272.993
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,53%	323.745	335.173	334.137	330.673
Efeito no resultado				4.003	(11.342)	(22.684)

Consolidado						
	Risco	Taxa (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	14,75%	292.889	336.089	319.797	310.827
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,53%	579.379	599.831	597.977	591.777
Efeito no resultado				2.977	(15.169)	(30.338)

(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 2024. Para a US Treasury, utilizamos a expectativa US 2-year para Q4 24.

(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 2024.

- Preços das *commodities*

Durante o exercício de 2024, 77% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (2023, 72%).

Vale ressaltar que, a partir de 2022, novos contratos de gás natural foram assinados, e, muitos deles não possuem 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 mantém diversos contratos de “*hedge*”, tendo protegido um volume de aproximadamente 941 mil barris (25% da produção líquida de petróleo do exercício) no exercício de 2024 (Em 2023, 1.796 mil barris, 32% da produção líquida de petróleo do exercício) a um preço médio nas NDFs de US\$58,10/bbl em 31 de dezembro de 2024 (Em 2023, US\$52,7/bbl).

Controladora						
	Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
Receita líquida - Óleo	Baixa do Brent	72,85	1.840.000	1.661.633	1.372.211	921.727
Receita líquida - Gás	Baixa do Brent	72,85	1.134.708	1.093.240	1.053.965	1.001.830
Hedge	Baixa do Brent	72,85	(127.212)	(88.452)	120.293	289.112
Total			2.847.496	2.666.421	2.546.469	2.212.669
Provável efeito no resultado				(181.075)	(301.027)	(634.827)

Consolidado						
	Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
Receita líquida - Óleo	Baixa do Brent	72,85	2.215.816	2.006.153	1.661.862	1.107.908
Receita líquida - Gás	Baixa do Brent	72,85	1.138.808	1.097.340	1.058.065	1.005.930
Hedge	Baixa do Brent	72,85	(127.212)	(88.452)	120.293	289.112
Total			3.227.412	3.015.041	2.840.220	2.402.950
Provável efeito no resultado				(212.371)	(387.192)	(824.462)

(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 política da Companhia e sua controlada é a de contratar contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço das commodities. Em 2023, foram contratados novos hedges no formato Collar para que a Companhia continue protegida em relação as flutuações de preços.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de *commodity* em aberto no final do exercício de 2024, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de “*hedge*”. Os contratos a termo de *commodity* estão apresentados na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos” no balanço patrimonial (para maiores informações, ver nota explicativa nº 15):

Controladora e Consolidado				
Zero cost collar	Preço médio (US\$)		Quantidade (bbl)	Valor justo
	31/12/2024	31/12/2024		
	Put	Call		
Menos de 3 meses	65,00	90,98	371.000	145
De 3 a 6 meses	65,00	94,60	124.000	430
Total			495.000	575

23. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia mantém política de monitoramento dos riscos inerente às suas operações. Durante o exercício de 2024 e de 2023 a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil e outros.

23.1 Controladora e Consolidado

Modalidade	Moeda	Valor em Risco		Valor máximo indenizável	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Riscos Ambientais	US\$	N/A	N/A	10.000	6.050
Danos Materiais	US\$	409.743	272.726	45.000	25.100
Responsabilidade Civil	US\$	N/A	N/A	6.000	3.000
D&O Empresarial	R\$	130.000	120.000	130.000	120.000
Seguro de Descomissionamento	R\$	23.325	N/A	23.325	N/A
Risco de Crédito	R\$	2.350.000	1.920.000	320.000	320.000
Total		<u>2.913.068</u>	<u>2.312.726</u>	<u>534.325</u>	<u>474.150</u>

24. 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.

25. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA

Durante o exercício de 2024 e de 2023, a Companhia realizou as seguintes transações que não envolveram caixa, portanto estas não estão refletidas nas demonstrações de fluxos de caixas.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Adições por novos contratos IFRS 16	22.884	27.319	22.884	41.183
Dividendos a receber	-	11.316	-	-
Dividendos e JSCP propostos e não pagos	-	17.359	-	17.359
Contraprestação contingente - SPE Tiêta	22.033	7.702	22.033	7.702
Incorporação de controladas	-	2.790.176	-	-
Aquisição SPE Tiêta Ltda.	-	295.372	-	295.372
<u>Transações com impacto no imobilizado</u>				
Adições de provisão para abandono de poços	-	59.699	-	62.238
Reversão de provisão para abandono de poço	(65.037)	-	(66.924)	-
Reclassificação de ICMS CIAP	-	(13.568)	-	(41.395)
Total	<u>(20.120)</u>	<u>3.195.375</u>	<u>(22.007)</u>	<u>382.459</u>