



PETRORECONCAVO S.A.

Demonstrações Financeiras Anuais
Completas referentes ao exercício
findo em 31 de dezembro de 2023

Sumário

Relatório da Administração	2
Declaração dos Diretores sobre as demonstrações financeiras	21
Declaração dos Diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes	22
Relatório anual sobre o resumo das atividades do Comitê de Auditoria Estatutário, para o exercício de 2023.....	25
Parecer do Comitê de Auditoria sobre as demonstrações financeiras referentes ao exercício fiscal do ano de 2023 encerrando em 31 de dezembro do mesmo ano	30
Demonstrações financeiras individuais e Consolidadas referentes ao Exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e Relatório do Auditor Independente	32

Relatório da Administração

1. Destaques

Salvador, 05 de março de 2024 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do quarto trimestre (“4T23” ou “trimestre”) e do ano de 2023 (“2023” ou “ano”). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$), 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 *)	4T23	3T23	Δ%	4T22	Δ%	2023	2022	Δ%
Receita Líquida	689.006	747.829	-8%	776.606	-11%	2.814.361	2.975.939	-5%
Lucro Líquido	186.687	145.097	29%	408.639	-54%	708.938	1.153.391	-39%
Margem Líquida	27,1%	19,4%	7,7 p.p.	52,6%	-25,5 p.p.	25,2%	38,8%	-13,6 p.p.
EBITDA	246.736	377.334	-35%	391.377	-37%	1.278.144	1.609.420	-21%
Margem EBITDA	35,8%	50,5%	-14,6 p.p.	50,4%	-14,6 p.p.	45,4%	54,1%	-8,7 p.p.
EBITDA Ajustado pelo Hedge	312.581	447.944	-30%	490.101	-36%	1.546.353	2.051.051	-25%
Margem EBITDA Ajustado	41,4%	54,7%	-13,3 p.p.	56,0%	-14,6 p.p.	50,2%	60,0%	-9,9 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,69 x	0,56 x	0,13 x	-0,02 x	0,71 x	0,69 x	-0,02 x	0,71 x
Produção Média Bruta (boe/dia)	25.391	27.958	-9%	23.072	10%	25.960	21.287	22%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 14,28	\$ 12,15	18%	\$ 12,22	17%	\$ 13,07	\$ 12,44	5%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 4,95	R\$ 4,88	1%	R\$ 5,26	-6%	R\$ 4,99	R\$ 5,16	-3%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 84,05	\$ 86,76	-3%	\$ 88,71	-5%	\$ 82,62	\$ 101,19	-18%

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

- Produção média anual de 26,0 mil boe/dia, 22% superior ao ano anterior. Produção no trimestre de 25,4 mil boe/dia;
- Pagamento bruto total de proventos no ano de R\$ 290 milhões (R\$ 0,99/ ação), 31% maior que a distribuição de 2022;
- Receita Líquida anual de R\$ 2,8 bilhões, redução de 5% em relação ao ano anterior. Receita Líquida no trimestre de R\$ 689 milhões;
- EBITDA anual de R\$ 1,3 bilhão, redução de 21% em relação ao ano anterior. EBITDA no trimestre de R\$ 247 milhões;
- Lucro Líquido anual de R\$ 709 milhões e de R\$ 187 milhões no trimestre;
- *Lifting Cost* anual de US\$ 13,07/boe, aumento de 5% em relação ao ano anterior e de US\$ 14,28/boe no trimestre;
- Conclusão da construção da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) São Roque, localizada no estado da Bahia, com capacidade de processamento de 400 mil m³/dia, representando cerca de um quarto de produção atual da Companhia. A Companhia aguarda a autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para iniciar a operação;
- Extensão do benefício SUDENE para todos os ativos até 2032.

2. Mensagem da Administração

O ano de 2023 foi marcado por uma demonstração de resiliência e de esforços contínuos para ter uma operação cada vez mais eficiente e robusta, apesar de todos os obstáculos e desafios que encontramos durante esta jornada.

A indústria de petróleo foi impactada por diversos fatores do cenário global, como a valorização do dólar frente a outras moedas influenciado pelo aumento da inflação, e consequentemente, políticas monetárias mais austeras dos principais bancos centrais mundiais que trouxeram preocupações aos investidores acerca de um aumento do custo de capital para as empresas e uma possível recessão mundial (*hard landing*). De outro lado, os cortes na produção anunciados pela OPEP em conjunto com a instabilidade no Oriente Médio, causada pela guerra, impactaram diretamente nos preços de venda. A combinação destes fatores acabou se traduzindo num preço médio do petróleo tipo Brent de US\$ 82,62 por barril em 2023 contra US\$ 101,19 por barril em 2022, representando uma redução de 18%.

Em relação a produção, concluímos o ano com uma produção média anual de 26,0 mil boe/dia, 22% superior ao ano anterior, atingindo seu pico de produção de 29 mil boe/dia no mês de outubro. Este resultado é fruto de um intenso e qualificado programa de investimentos que incluiu 219 de intervenções em poços e 28 de novas perfurações. Este número poderia ter sido melhor se não fossem as dificuldades no escoamento do gás e petróleo no estado do Rio Grande do Norte ao longo dos últimos três meses do ano. Ainda em relação à produção, gostaríamos de destacar a conclusão da aquisição da Maha Energy Brasil, que passou a se chamar SPE Tiêta, trazendo a incorporação de mais duas concessões ao Ativo Bahia, que compõem 9% do total de 22% de crescimento apresentado.

Ao longo do ano, conquistamos importantes avanços no segmento de Sondas e Serviços (RSO). Para nos suportar no desenvolvimento de nossas reservas e nos proteger das oscilações de preço e escassez do mercado de serviços, expandimos nossa estratégia de internalização de sondas e serviços, sendo este um dos nossos maiores diferenciais competitivos e alavanca de eficiência operacional para redução de custos e aumento de produtividade. Concluímos o ano com 11 Sondas próprias de workover e duas sondas de Perfuração.

Aliado a este robusto programa de investimentos que nos propiciou um significativo incremento de produção, fomos capazes de distribuir R\$ 290 milhões (R\$ 0,99 por ação) em proventos brutos, reafirmando a motivação da PetroReconcavo em oferecer aos nossos investidores uma combinação de crescimento com remuneração aos acionistas.

A segurança de todas as nossas pessoas é nossa licença para operar e este tema sempre foi um pilar da nossa gestão. Realizamos um trabalho obstinado de prevenção, capacitação e conscientização de riscos onde cada evento serve de aprendizado profundo para revisão dos processos e lições de como evitar concretamente que estes eventos voltem a acontecer. Nossa ambição é atingir as menores taxas de frequência de acidentes do nosso setor.

No nosso segmento, a sustentabilidade e a atração e desenvolvimento de pessoas são pilares críticos para o sucesso. No início do ano criamos uma Diretoria Estatutária de Gente, Gestão e Sustentabilidade reforçando estes temas entre nossas as prioridades. Em março, nos tornamos integrantes do Pacto Global das Nações Unidas (ONU) no Brasil, iniciativa voluntária que reforça o nosso protagonismo nas ações de promoção do desenvolvimento econômico, social e ambiental onde atuamos. Lançamos, também, o Programa Juntos Somos Mais – Unidos Pela Diversidade, Equidade e Inclusão, refletindo a nossa aspiração em ser uma Companhia onde a cultura de Diversidade, Equidade e Inclusão esteja presente em todos os níveis.

Em um cenário adverso de inflação, taxas de juros e câmbio elevado, a solidez financeira e a eficiência tornam-se princípios necessários. A PetroReconcavo manteve-se sempre focada em manter seus níveis financeiros adequados e de acordo com nossas políticas, mantendo uma alavancagem saudável de 0,69x Dívida Líquida/EBITDA, o que nos habilita a estarmos prontos para aproveitarmos boas oportunidades que venham a aparecer.

Iniciamos em 2024 um novo ciclo na vida da PetroReconcavo com o processo de transição do Marcelo Campos Magalhães, CEO que liderou a Companhia nos últimos 15 anos, período nos consolidou como uma das principais empresas independentes de exploração e produção de petróleo e gás natural do Brasil, recebemos José Firmo que assumiu a liderança da Companhia no dia 1º de janeiro. Com uma vasta experiência no setor de Óleo e Gás, Firmo traz consigo uma visão estratégica e um compromisso com o crescimento e a excelência operacional da empresa que buscarão habilitar a PetroReconcavo a atingir níveis ainda mais altos de performance e eficiência numa escala bem maior que a Companhia do passado. Desejamos ao Firmo muito sucesso no desempenho da sua nova missão, que será inevitavelmente marcada por importantes desafios.

Agradecemos o apoio e confiança das nossas pessoas, investidores e parceiros de negócios, para a construção de um crescimento sólido, levando a Companhia a um novo patamar.

3. Principais Eventos do 4T23

- Em 31 de outubro foi aprovada, em Assembleia Geral de acionistas, a reorganização societária envolvendo a Companhia e suas controladas Potiguar E&P S.A., Recôncavo E&P S.A. e SPE Miranga S.A.;
- Entre os dias 04 e 29 de novembro, a Companhia executou manutenções de oportunidade em sistemas de produção associados às estações coletoras e compressoras do Ativo Potiguar, aproveitando a parada para manutenção da UPGN Guamaré. A parada para manutenção afetou o volume de gás processado e comercializado pela Companhia no período;
- Em 13 de dezembro, a Companhia adquiriu 2 blocos exploratórios no 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP. Os blocos POT-T-742 e 793 estão localizados na Bacia Potiguar, em áreas adjacentes a concessões já operadas pela Companhia;
- Em 13 de dezembro, a Companhia comunicou a interrupção temporária de parte da produção de petróleo e gás natural associado da Companhia no Estado do Rio Grande do Norte, em razão da impossibilidade de recebimento da produção no Ativo Industrial de Guamaré (AIG), que, conforme reportado por seu proprietário e operador, se deu em razão da parada da Refinaria Clara Camarão para manutenção geral programada. Em 27 de dezembro de 2023 foi comunicado o restabelecimento das condições normais de recebimento da referida produção no AIG;
- Em 15 de dezembro foi efetuada a distribuição de Juros sobre o Capital Próprio (JCP) no valor bruto de R\$ 160 milhões (R\$ 0,545 por ação);
- Em 29 de dezembro, a Companhia comunicou a renúncia do Sr. Marcelo Campos Magalhães ao cargo de Diretor Presidente da Companhia e elegeu, na mesma data, o Sr. José Maria de Mello Firmo que assumiu o cargo no dia 1º de janeiro de 2024;
- Ao longo do trimestre, a Companhia obteve a aprovação do Plano de Desenvolvimento e a Prorrogação Contratual da Fase de Produção de oito concessões (quatro no Ativo Bahia: Miranga, Gomo, Jacuípe e Riacho de São Pedro; e quatro no Ativo Potiguar: Janduí, Rio Mossoró, Três Marias, Varginha). No ano de 2023, foram aprovados os planos de desenvolvimento e prorrogação contratual da fase de produção de 19 concessões, dos quais 10 concessões obtiveram redução de alíquota royalties para produção incremental.

4. Operacional

4.1. Produção

No 4T23, a Companhia registrou uma produção média de 25,4 mil boe/dia, redução de 9% versus o 3T23.

Produção (boe/dia)	4T23	3T23	Δ%	4T22	Δ%	2023	2022	Δ%
Óleo	8.401	10.146	-17%	8.913	-6%	9.172	8.354	10%
Gás	4.346	5.155	-16%	4.218	3%	4.517	3.608	25%
Ativo Potiguar	12.747	15.300	-17%	13.131	-3%	13.688	11.961	14%
Óleo	6.177	6.468	-5%	4.484	38%	5.997	4.448	35%
Gás	6.467	6.189	4%	5.457	19%	6.275	4.878	29%
Ativo Bahia	12.644	12.657	0%	9.941	27%	12.272	9.326	32%
Óleo	14.578	16.614	-12%	13.397	9%	15.169	12.801	18%
Gás	10.813	11.344	-5%	9.675	12%	10.792	8.486	27%
Total	25.391	27.958	-9%	23.072	10%	25.960	21.287	22%

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

Ativo Bahia

Em 2023, a Companhia concluiu a aquisição da Maha Energy Brasil, que passou a se chamar SPE Tiêta, com incorporação de dois campos na fase de Produção ao Ativo Bahia. Considerando esta aquisição, o Ativo Bahia registrou produção média de 12,3 mil boe/dia, com aumento de 32% frente a 2022. Desconsiderando a SPE Tiêta, o aumento acumulado no período seria de 11%.

No 4T23, a produção do Ativo Bahia manteve-se estável, apesar da queda de 5% na produção do óleo, afetada pela quebra de um poço de alta vazão, o TIE-001, que foi compensada pelo aumento de 4% na produção de gás, motivada por otimização no sistema de escoamento, incluindo a construção de novas linhas e instalação de compressores de campo. Foram executados 17 projetos de *workover* no período com destaque para os projetos de fraturamento hidráulico.

No ano, a Companhia executou 80 projetos de intervenção em poços no Ativo Bahia, com maior concentração nos campos de Miranga, Jacuípe e Riacho de São Pedro, em projetos de mudança de método de elevação, fraturamento hidráulico e retorno à produção. Foram perfurados cinco novos poços, sendo dois em Norte de Fazenda Caruaçú, um em Cassarangogo, um em Apraiús e um em Mata de São João.

A Companhia intensificou investimentos em mudança de método de elevação, fraturamento hidráulico e abertura de novas zonas de produção, bem como voltou a perfurar poços no ativo, tendência que deve ser mantida ao longo de 2024.

Ativo Potiguar

Em 2023, o Ativo registrou produção média de 13,7 mil boe/dia, aumento de 14% na comparação anual, apesar de todas as restrições por indisponibilidade de infraestruturas de *midstream*, operadas por terceiros, que impactaram o período.

No 4T23, a produção do Ativo Potiguar foi de 12,7 mil boe/dia, redução de 17% versus o 3T23. Esta redução reflete a parada para manutenção programada da UPGN Guamaré, conforme explicado nos eventos do período. O histórico do

percentual de aproveitamento do gás natural (vendas/produção bruta) pode ser consultado nos comunicados mensais de produção ([link](#)).

Adicionalmente, no mês de dezembro houve paralisação temporária de parte da produção de petróleo e gás natural, em função da impossibilidade de recebimento da produção pelo Ativo Industrial de Guimarães, conforme mencionado nos eventos do período. Os eventos de restrição descritos foram responsáveis por uma produção não realizada de cerca de 2,2 mil boe/dia no 4T23. A produção não realizada corresponde ao *downtime* de cada poço.

No 4T23, foram executados 25 projetos de workover e 6 perfurações no Ativo Potiguar. O trimestre marcou o início de operação da Sonda de Perfuração PR-21, sonda de 400 HP, hidráulica, equipada com alto nível de automação e capacidade de perfuração de poços de até 1.500 metros de profundidade. Pelo nível de automação, a sonda opera com uma equipe menor do que a SC-PR-04 e possui maior eficiência operacional, desde a sua montagem até a finalização da fase da perfuração.

No ano, foram perfurados 24 poços, sendo 20 no Complexo Sabiá, foco de investimentos da Companhia no Ativo. Além disso, foram executados 126 projetos de workover, com destaque para projetos de fraturamento hidráulico e recompletação.

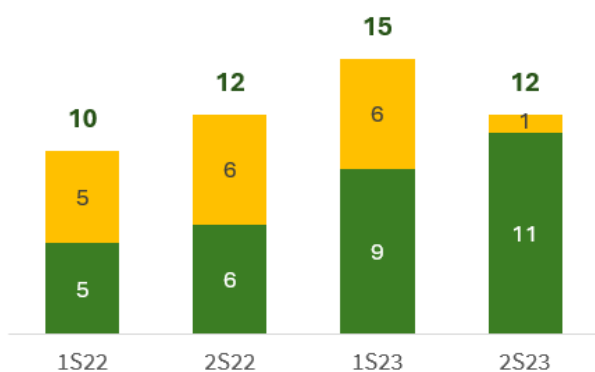
4.2. Sondagens e Serviços (RSO)

Para suportar o desenvolvimento de suas reservas e visando defender-se das oscilações de preço e disponibilidade do mercado de serviços, a redução de custos e ganhos de produtividade, a Companhia expandiu sua estratégia de internalização de sondagens e serviços ao longo do ano.

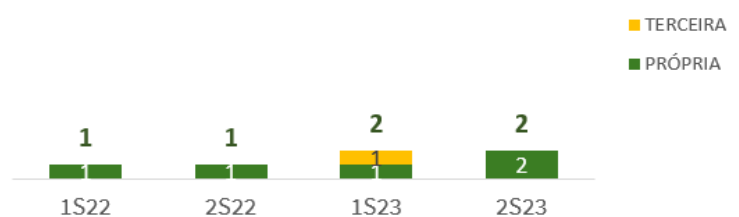
Com relação a frota de Sondagens, a Companhia dispõe de 12 Sondagens de *Workover*, sendo seis no Ativo Bahia e seis no Ativo Potiguar, além de duas Sondagens de Perfuração, ambas atualmente em operação no Ativo Potiguar. É esperada a chegada de uma terceira sonda de perfuração habilitada para projetos de poços com profundidade de até 5 mil metros. Com essa frota a Companhia entende que possui a capacidade necessária para atender seu plano de trabalho para os próximos anos.

Os investimentos em otimização da performance da área de Sondagens e Serviços (RSO) continuam, com o foco na melhoria contínua, adoção de novas tecnologias e ampliação da capacidade de trabalho. Atualmente, a Companhia tem as seguintes sondagens e linhas de serviços:

Quantidade de Sondagens de Workover



Quantidade de Sondagens de Perfuração





4.3. Comercialização

Petróleo

As vendas do petróleo produzido nos estados da Bahia e de Sergipe foram realizadas para a Petrobras e a Dax Oil, conforme contratos vigentes. No estado do Rio Grande do Norte, com o Ativo Potiguar, o petróleo produzido foi comercializado ordinariamente para a 3R Petroleum, e durante os períodos de restrição ocorridos ao longo do trimestre para a Acelen, REAM e Petro Oil. Para as entregas realizadas durante os períodos de restrição, aplicam-se, conforme o caso, despesas associadas à logística de transporte via carretas, armazenagem e carregamento de petróleo.

Gás Natural

No 4T23, foi concluída a construção da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) São Roque, localizada na Bahia. Esta é uma Unidade de Adequação de Ponto de Orvalho, para processamento da produção dos campos Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho de São Pedro, com capacidade de 400 mil m³ por dia. O início das operações da UTG São Roque está condicionado à emissão de Autorização de Operação por parte da ANP. Este projeto tem como objetivo aumentar a capacidade de processamento disponível para a Companhia de forma a endereçar sua estratégia de incremento de produção, bem como reduzir substancialmente os custos de escoamento e processamento do gás natural.

Durante o 4T23, a Companhia manteve contratos de comercialização da produção de gás natural rico dos campos de Tiê e Tartaruga com as empresas CDGN e Brasil GTW. É importante destacar que esses 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.

Gás Seco

No 4T23, a Companhia possuía contratos com demanda firme de volumes da ordem de 1.296 mil m³/dia com diversas distribuidoras estaduais de gás natural canalizado na região Nordeste além de alguns outros clientes privados. Em razão da parada programada da UPGN Guamaré, no mês de novembro e restrições de produção em dezembro, a Companhia comercializou volumes inferiores aos previstos nos contratos firmes, tendo negociado conforme cláusulas previstas em contrato a redução de tais volumes, bem como adquirindo gás no mercado para honrar compromissos e evitar penalidades de falha de suprimento, quando necessário.

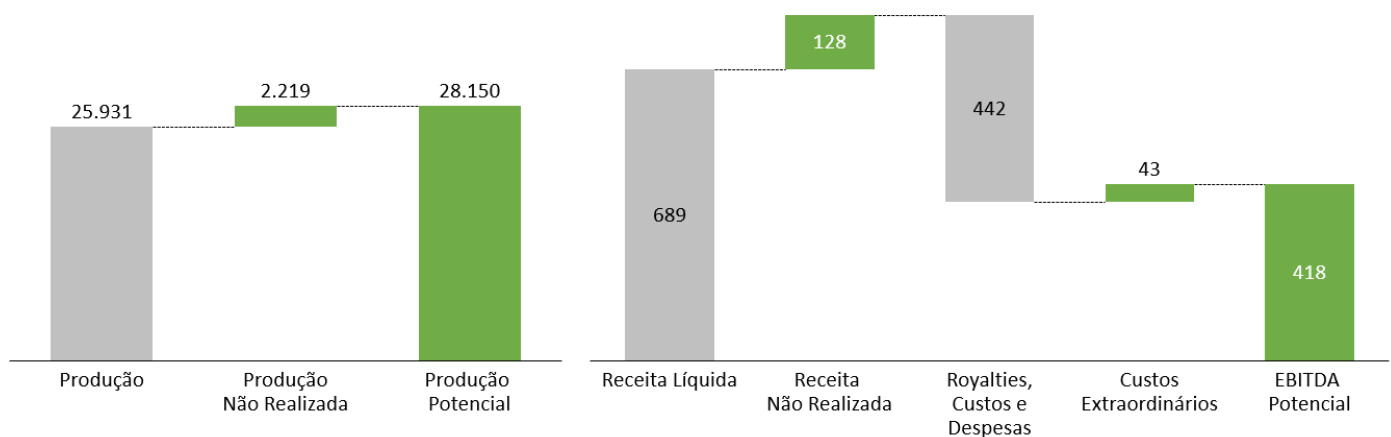
Líquidos de Gás Natural

No 4T23, no Ativo Potiguar, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (“GLP”) foi comercializada com as distribuidoras Ultragaz, Nacional Gás Butano e Supergasbras e o C5+ foi comercializado com a 3R Petroleum. O volume de condensado bruto produzido na Bahia (C3+) foi comercializado com a Petrobras.

Impactos das Restrições nos Resultados de Comercialização

Os problemas de escoamento e restrição da produção no Rio Grande do Norte, resultaram em um impacto negativo no trimestre de aproximadamente R\$ 128 milhões na Receita Líquida e R\$ 43 milhões de Custos extraordinários, refletindo em um efeito estimado de R\$ 171 milhões, que quando adicionados ao EBITDA realizado resultaria em um EBITDA potencial de R\$ 418 milhões.

Impactos das restrições na Produção (em boe/dia) e no Resultado da Companhia (R\$ Milhões)



Nota: A Receita não realizada foi calculada a partir do preço médio de referência dos contratos multiplicado pelo volume de produção de petróleo e gás não produzido, estimado com base em testes de produção, e na perda de receita com gás produzido e não processado comparado à média de janeiro de 2023. Os custos extraordinários correspondem a compromissos contratuais de transporte e compra de gás de terceiros, descontadas dos custos adicionais com royalties. Esses cálculos não foram auditados pelos nossos auditores independentes.

5. Financeiro

5.1. Demonstrações Financeiras

O Resultado Líquido foi de R\$ 709 milhões em 2023, 39% menor que 2022, e de R\$ 187 milhões no trimestre, redução de 29% versus o 3T23.

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	4T23	3T23	Δ%	4T22	Δ%	2023	2022	Δ%
Receita Líquida	689.006	747.829	-8%	776.606	-11%	2.814.361	2.975.939	-5%
Custos e Despesas	(384.998)	(302.224)	27%	(333.784)	15%	(1.298.377)	(1.125.643)	15%
Royalties	(57.272)	(68.271)	-16%	(51.445)	11%	(237.840)	(240.876)	-1%
EBITDA	246.736	377.334	-35%	391.377	-37%	1.278.144	1.609.420	-21%
Depreciação, Amortização e Depleção	(166.796)	(182.422)	-9%	(83.600)	100%	(598.327)	(351.220)	70%
Lucro Operacional	79.940	194.912	-59%	307.777	-74%	679.817	1.258.200	-46%
Resultado Financeiro Líquido	35.714	(48.395)	n.m.	52.886	-32%	49.012	66.400	-26%
Impostos Correntes	(25.639)	31.622	n.m.	47.403	n.m.	(32.666)	(129.246)	-75%
Impostos Diferidos	96.672	(33.042)	n.m.	573	n.m.	12.775	(41.963)	n.m.
Resultado Líquido	186.687	145.097	29%	408.639	-54%	708.938	1.153.391	-39%

EBITDA: Calculado em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527

Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 2,8 bilhões em 2023, 5% menor que 2022, e de R\$ 689 milhões no trimestre, redução de 8% versus o 3T23.

Receita Líquida (R\$ Mil)	4T23	3T23	Δ%	4T22	Δ%	2023	2022	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	232.807	228.907	2%	175.118	33%	854.212	779.700	10%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	305.597	341.882	-11%	336.961	-9%	1.226.864	1.405.347	-13%
Instrumentos financeiros derivativos	(65.845)	(70.610)	-7%	(98.724)	-33%	(268.209)	(441.631)	-39%
Receita Líquida com Petróleo	472.559	500.179	-6%	413.355	14%	1.812.867	1.743.416	4%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	216.447	247.651	-13%	363.251	-40%	1.001.494	1.232.523	-19%
Receita Líquida Total	689.006	747.829	-8%	776.606	-11%	2.814.361	2.975.939	-5%

No trimestre, a Receita Líquida de petróleo reduziu 6%, em relação ao trimestre anterior, em função da redução de 12% da produção de petróleo na mesma base de comparação, parcialmente compensada pela venda de parte do estoque acumulado durante o 3T23. Adicionalmente, o preço médio do petróleo tipo *Brent* foi de US\$ 84,05/bbl, 3% menor que preço médio observado no 3T23, enquanto a taxa média de câmbio foi 1% superior.

A desvalorização do barril de petróleo do tipo *Brent* resultou em perda 7% menor nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período frente ao 3T23. No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume superior a 446 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$ 55,77/bbl.

A redução de 13% na Receita Líquida de gás natural e subprodutos na comparação trimestral é explicado, principalmente, pelas restrições de escoamento e processamento, conforme já mencionado.

Custos e despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	4T23	3T23	Δ%	4T22	Δ%	2023	2022	Δ%
Pessoal	79.753	62.901	27%	62.448	28%	275.275	228.024	21%
Serviços e Materiais	119.485	82.691	44%	69.012	73%	395.910	254.625	55%
Energia Elétrica	16.929	21.087	-20%	19.852	-15%	77.230	73.877	5%
Vendas	31.639	8.856	257%	-	n.m.	40.495	-	n.m.
Outros Custos e Despesas	28.486	11.341	151%	8.338	242%	36.083	52.494	-31%
Perdas de Crédito Esperadas	-	-	n.m.	32.749	n.m.	-	70.711	n.m.
Custos de Midstream	108.706	115.348	-6%	141.385	-23%	473.384	445.912	6%
Compra/Swap de gás	19.546	4.291	356%	78.208	-75%	98.194	204.095	-52%
Escoamento de gás	5.203	7.670	-32%	3.318	57%	23.896	11.482	108%
Processamento de gás	42.535	54.594	-22%	28.920	47%	183.152	102.155	79%
Transporte de gás	41.422	48.793	-15%	30.939	34%	168.142	128.180	31%
Custos e Despesas Totais	384.998	302.224	27%	333.784	15%	1.298.377	1.125.643	15%

Os custos e despesas **no ano** foram de R\$ 1,3 bilhão, aumento de 15% em relação ao ano anterior. Estes valores consideram a integração da SPE Tiêta no 1T23, que desconsiderando este efeito, o aumento no custo seria de 10%. Além destes efeitos, a variação do custo pode ser explicada por:

Custos e despesas com pessoal: aumentaram 21% refletindo o aumento do quadro de colaboradores, especialmente para os setores de Sondas e Serviços em função da expansão da frota de equipamentos e linhas de serviços internos.

Custos e despesas com serviços e materiais: aumento de 55% devido aos custos com reparo de poço, manutenções preventivas e corretivas, consultorias operacionais, honorários a assessores no processo de aquisição da SPE Tiêta e transporte de fluido via carreta durante a interdição das operações da Petrobras no Polo Bahia Terra.

Custos com eletricidade: aumentaram 5% refletindo o aumento de produção, parcialmente compensado por iniciativas de redução de preço da energia contratada.

Despesas de vendas: o montante de R\$ 40,5 milhões refere-se a despesas com armazenamento e logística de parte do petróleo vendido pelo Ativo Potiguar no período, conforme mencionado no tópico de “Escoamento e Comercialização”.

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): cresceram 6% refletindo aumento nos volumes gás natural processado, também impactado pelo aumento nas penalidades resultantes das oscilações operacionais e restrições de escoamento e processamento já mencionadas.

Os custos e despesas **no trimestre** foram de R\$ 385 milhões, aumento de 27% em relação ao 3T23, em função de:

Custos e despesas com pessoal: aumentaram 27%, afetado pelo fechamento do acordo coletivo sindical retroativo ao mês de setembro, pelo aumento do quadro de colaboradores, além de pagamentos extraordinários relacionados a bônus de retenção e incentivo de longo prazo.

Custos e despesas com serviços e materiais: aumentaram 44%, principalmente devido ao reconhecimento contábil dos custos do estoque de petróleo vendido no trimestre, consultorias, reparo de poço (*well service*), manutenções de oportunidade durante paradas ocorridas no Ativo Potiguar.

Custos com eletricidade: reduziram 20% em função da queda da produção no trimestre, além da migração dos campos do Polo Miranga para o mercado livre de energia, representando uma queda substancial no preço da energia.

Despesas de vendas: o montante de R\$ 31,6 milhões, refere-se a despesas com armazenamento e logística de parte do petróleo vendido pelo Ativo Potiguar no período, conforme mencionado no tópico de “Escoamento e Comercialização”.

Custos com midstream (compra, processamento, escoamento e transporte) reduziram 6% em função das paralizações conforme já mencionado, apesar de impactados por penalidades decorrentes do descumprimento de demandas contratadas para uso do serviço, bem como pelo não repasse de custos de transporte de gás natural para a capacidade contratada e não utilizada.

Por fim, na linha de outros custos e despesas, as variações são explicadas principalmente por licenças ambientais que tiveram maior concentração no trimestre.

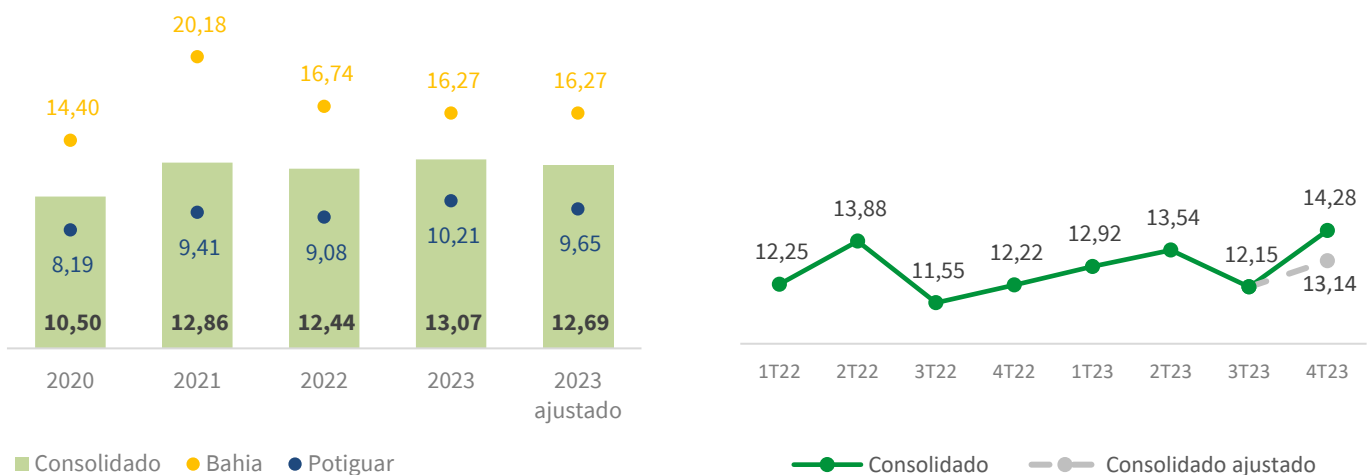
Lifting cost

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, dividido pela produção bruta total em barris de óleo equivalente (boe).

O custo médio de produção do ano foi de US\$ 13,07/boe, aumento de 5% em relação ao ano anterior. No 4T23, o custo médio de produção foi de US\$ 14,28/boe, em função dos custos fixos sobre a produção reduzida e do aumento nos custos com reparo de poço (well service) e pessoal.

Com a retomada do escoamento e normalização da produção, os custos tendem a retornar a patamares mais recorrentes. Se considerarmos a produção não realizada no 4T23, o lifting cost ajustado seria de US\$ 12,69/boe no ano e US\$ 13,14/boe no trimestre.

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



Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	4T23	3T23	Δ%	4T22	Δ%	2023	2022	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	115.654	146.517	-21%	360.663	-68%	728.829	1.324.600	-45%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	(64.719)	58.109	n.m.	(47.342)	37%	(81.818)	(72.910)	12%
Depreciação, Amortização e Depleção	166.796	182.422	-9%	83.600	100%	598.327	351.220	70%
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	65.890	70.610	-7%	98.724	-33%	268.254	441.631	-39%
Perdas de Crédito Esperada	-	-	n.m.	32.749	n.m.	-	70.711	n.m.
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	58.367	88.623	-34%	33.480	74%	235.195	141.359	66%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	6.659	5.038	32%	6.092	9%	21.369	23.251	-8%
Variação de Ativos e Passivos	36.096	(81.787)	n.m.	10.909	231%	23.676	(63.657)	n.m.
Pagamento de Contratos de Hedge	(65.845)	(70.610)	-7%	(98.724)	-33%	(268.209)	(441.631)	-39%
Juros Pagos	(6.704)	(29.526)	-77%	(3.499)	92%	(60.439)	(46.111)	31%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(4.007)	(6.134)	-35%	(65.485)	-94%	(73.378)	(222.313)	-67%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	308.187	363.262	-15%	411.167	-25%	1.391.806	1.506.150	-8%
Aquisição da SPE Tiêta, líquida do Caixa Recebido	-	-	n.m.	-	n.m.	(472.255)	-	n.m.
Aplicações Financeiras	370.032	79.527	365%	134.920	174%	977.533	(571.477)	-271%
Adições ao Imobilizado e ao Intangível	(297.585)	(346.625)	-14%	(343.172)	-13%	(1.366.449)	(1.227.617)	11%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	72.447	(267.098)	-127%	(208.252)	-135%	(861.171)	(1.799.094)	-52%
Adições, líquidas dos Custos de Captação	-	279.030	n.m.	-	n.m.	279.030	643.520	-57%
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(113.268)	(387.231)	-71%	(186.002)	-39%	(690.362)	(995.145)	-31%
Exercício de Opção de Ações	491	-	n.m.	3.889	n.m.	2.344	4.927	-52%
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	-	-	n.m.	-	n.m.	260	996.587	-100%
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	-	310	n.m.	-	n.m.	(4.055)	(8.364)	-52%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	(149.153)	-	n.m.	(164.751)	-9%	(281.943)	(205.309)	37%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(261.930)	(107.891)	143%	(346.864)	-24%	(694.726)	436.216	n.m.
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	447	n.m.	310	-100%	247	597	-59%
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	118.704	(11.280)	n.m.	(143.639)	n.m.	(163.844)	143.869	n.m.

O caixa gerado pelas atividades operacionais no trimestre totalizou R\$ 308 milhões, redução de 15% em relação ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional já mencionado.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 72 milhões no trimestre, redução de 127% em relação ao trimestre anterior, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (i) A Companhia aplicou R\$ 298 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para incremento da produção e em perfurações de novos poços; e
- (ii) Resgates líquidos de aplicações financeiras no montante aproximado de R\$ 370 milhões.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$ 262 milhões no 4T23, com destaque para o pagamento de JCP no valor líquido de R\$ 149 milhões e pagamentos de parcelas de aquisição de ativos referente à penúltima parcela da aquisição de Miranga, além de arrendamentos e financiamentos, que somaram R\$ 113 milhões.

5.2. Investimento

O Capex descontada a linha de Abandono de Poços, somou no ano R\$ 1,1 bilhão e R\$ 201 milhões no trimestre.

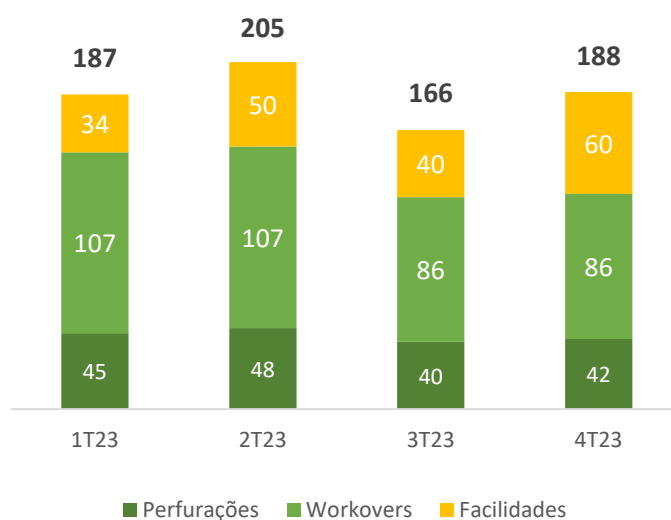
Capex (R\$ Mil)	1T23	2T23	3T23	4T23	2023
Desenvolvimento de Reservas	187	205	166	188	746
Almojarifado para inversões fixas	78	52	55	2	186
Gastos exploratórios	2	-	2	2	6
Demais ativos fixos e intangíveis	67	38	37	9	151
Capex Total	334	295	260	201	1.089

Ao longo do ano, a Companhia empreendeu esforços para comissionar e colocar em operação equipamentos de sondas e serviços adquiridos para expansão da sua capacidade de execução e que estão refletidos na linha de demais ativos fixos e intangíveis.

A redução nos investimentos, associados a rubrica “demais ativos fixos e intangíveis”, refletindo o atingimento de uma fase de maturação da estratégia de ampliação da frota de sondas e serviços da Companhia. Após um período de expansão robusta das atividades, iniciado em 2022, seguido por aumentos subsequentes nas posições de estoque, os esforços empreendidos pela Companhia para reduzir as compras e acelerar o consumo de estoque começaram a dar frutos, resultando em uma expressiva diminuição nas adições líquidas. As estratégias implementadas visam um caminho de normalização, com tendência de contribuição positiva no fluxo de caixa, por meio da redução dos estoques.

Os valores investidos em projetos de perfurações, workovers e facilidades somaram R\$ 746 milhões no ano e de R\$ 188 milhões no 4T23.

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



5.3. Endividamento

A Companhia finalizou o ano com Dívida Bruta de R\$ 1,4 bilhão, redução de 12% em relação ao ano anterior. O custo médio da dívida bancária é de SOFR + 3,73% o que em 2023 resultou 8,95% a.a.. O prazo médio da dívida atingiu 1,57 ano.

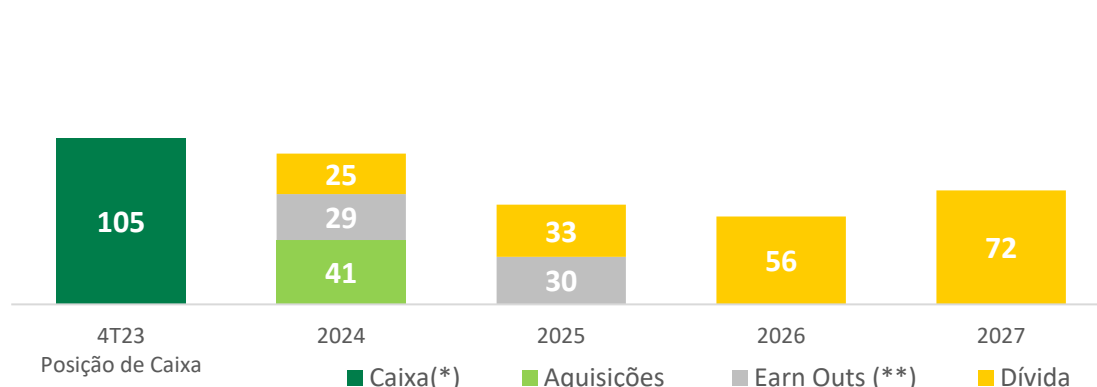
A Dívida Líquida era de R\$ 881 milhões. Em 31 de dezembro, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$ 507 milhões, 69% menor que o ano anterior.

A relação Dívida Líquida/EBITDA é de 0,69 x, demonstrando o baixo nível de endividamento da Companhia.

Atualmente, a maior parte dos recursos da Companhia são aplicados em fundos cambiais. Estas aplicações têm como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real, visando proteger a Companhia da variação cambial, uma vez que a maioria de suas dívidas e de suas controladas são denominadas em dólar. Adicionalmente, a Companhia possui potenciais compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	31/12/2023	31/12/2022	Δ%
FINEP	-	331	n.m.
Empréstimos Bancários	923.890	670.168	38%
Custos a Amortizar	(20.910)	(14.918)	40%
Valores a Pagar por Aquisições	485.495	918.272	-47%
Dívida bruta	1.388.475	1.573.853	-12%
Caixa e Equivalentes de caixa	197.184	361.028	-45%
Aplicações Financeiras	310.172	1.250.163	-75%
Posição de Caixa	507.356	1.611.191	-69%
Dívida Líquida	881.119	(37.338)	n.m.
EBITDA últimos 12 meses	1.278.144	1.609.420	-21%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	0,69 x	-0,02 x	0,71 x

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



(*) Aquisições consideram a taxa de dólar Ptax de 29/12/2023 divulgada pelo Banco Central do Brasil (R\$ 4,84)

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

5.4. Hedge

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. No 4T23, a Companhia contratou novos derivativos no formato Zero Cost Collar (ZCC). Atualmente, os contratos de hedge são:

Non-Deliverable Forward (NDF)

A Companhia celebrou contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço das *commodities* associado às transações futuras de até 36 meses, no Ativo Potiguar que se encerram em 2024. A tabela a seguir descreve os contratos a termo de *commodity* em aberto em 31 de dezembro de 2023, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de *hedge*:

NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
Em 31/12/2023	US\$/bbl	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	56,03	444.750	(50.021)
De 3 a 6 meses	60,13	236.000	(20.979)
De 6 a 12 meses	59,66	331.500	(28.433)
Total	58,18 *	1.012.250	(99.433)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31/dezembro/2023.

Zero Cost Collar (ZCC)

Os contratos do tipo Collar são uma estratégia de proteção contra flutuações de preços semelhante ao NDF, contudo envolve o lançamento de opções de compra (Call) e de venda (Put) do Brent, definindo um intervalo de preços e limitando as perdas e ganhos potenciais – os chamados “limites do Collar”. O ZCC é caracterizado pela combinação das opções de compra e venda a prêmios equivalentes. Assim, nessa formulação não há desembolso inicial (“Zero Cost”).

Contabilmente, mesmo que a curva futura esteja dentro dos limites do Collar, pode existir uma marcação a mercado positiva ou negativa, pois a avaliação é realizada através de instrumentos financeiros. Porém, na prática, se a curva do 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.

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
Em 31/12/2023	Put	Call	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	-	-	-	-
De 3 a 6 meses	65,00	87,40	135.000	(11)
De 6 a 12 meses	65,00	85,32	540.000	(34)
Total	65,00	85,74 *	675.000	(45)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31/dezembro/2023.

O volume médio total de barris *hedgeados* para o ano de 2024, conforme tabela acima, é de aproximadamente 4,6 mil boe/dia, ou cerca de 18% da produção média total da Companhia em 2023 que foi de 26,0 mil boe/dia. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção *hedgeada* corresponde a 30% da produção média de petróleo da Companhia em 2023 que foi de 15,2 mil bbl/dia.

Nota: Estes instrumentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que os contratos são celebrados e são subsequentemente mensurados ao seu valor justo no resultado ou em outros resultados abrangentes de acordo com a prática contábil adotada pela Companhia. Outras informações sobre as práticas contábeis adotadas pela Companhia estão detalhadas na nota explicativa nº 15 às demonstrações financeiras.

6. Sustentabilidade

2023 foi um ano de realizações em relação ao tema de Sustentabilidade e mais especificamente nas questões ambientais, sociais e de governança corporativa - na sigla ESG.

No início do ano foi criada uma diretoria de Sustentabilidade e um Comitê de Pessoas e ESG para supervisionar questões relacionadas à sustentabilidade, recursos humanos e governança, fornecendo recomendações ao Conselho sobre esses temas.

Em março, a Companhia tornou-se signatária do Pacto Global das Nações Unidas (ONU) no Brasil, reforçando o compromisso com o desenvolvimento econômico, social e ambiental nas regiões em que atua. Ao aderir ao Pacto Global, a Companhia busca comunicar seu progresso em relação aos Dez Princípios nas áreas de direitos humanos, trabalho, meio ambiente e combate à corrupção, buscando constantemente aprimorar as práticas internas de sustentabilidade. Além disso, a Companhia integra o Comitê do HUB ODS Bahia, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado da Bahia e do Pacto Global da ONU, com o objetivo de cumprir os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). No 4T23, a Companhia se tornou participante da Plataforma Ação Contra a Corrupção da ONU, no qual, o setor empresarial se mobiliza para uma atuação alinhada com ODS 16 – Paz, Justiça e Instituições eficazes.

O Programa Juntos Somos Mais – Unidos Pela Diversidade, Equidade e Inclusão, demonstra a aspiração em ser uma empresa onde a cultura de Diversidade, Equidade e Inclusão esteja presente em todos os níveis. O programa foca em equidade de gênero, LGBTQIA+, inclusão de pessoas com deficiência e valorização da diversidade étnico-racial. Desde o seu lançamento, foram implementadas diversas ações, como apoio à amamentação, licença parental, acessibilidade nos escritórios, workshops e treinamentos sobre diversidade.

Realizamos a segunda edição do programa Petrofit em agosto, promovendo o bem-estar integral dos colaboradores e arrecadando fraldas para doações, destacando nosso compromisso com a responsabilidade social.

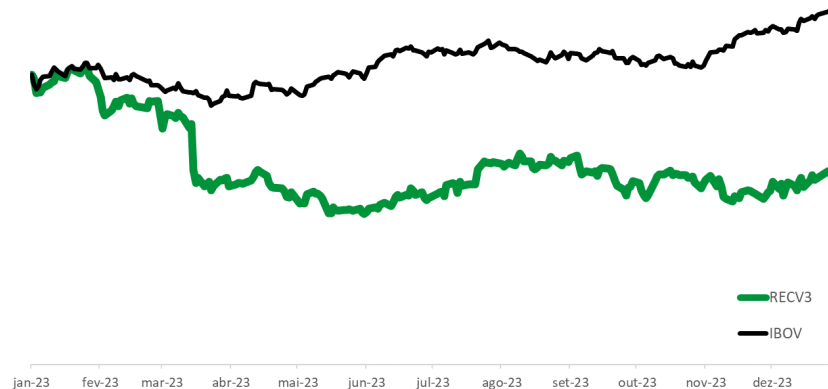
No último trimestre foi iniciada a Academia de Líderes, um programa de desenvolvimento para fortalecer e capacitar a liderança, além de lançar programas internos de desenvolvimento para o Jovem Aprendiz e Estagiários, e o Programa de Trainees 2023.

A PetroReconcavo reforça seu compromisso com as comunidades através de seus projetos sociais, tais como:

- Ciranda Viva que atendeu em média 175 crianças e adolescentes durante o ano;
- Ciranda Agroflorestal ampliado durante o ano para atender um total de 21 comunidades no entorno das operações no Rio Grande do Norte;
- Projeto Viva Sabiá acompanhando 138 famílias proporcionando as tecnologias de convivência com o Semiárido para aumento da qualidade de vida e acesso a água de melhor qualidade; e
- Parceria com o Projeto Tamar, contribuindo para a conscientização ambiental e valorização cultural das comunidades atendidas; entre outros.

7. Performance da Ação

Em 31 de dezembro, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 6,4 bilhões, com suas ações sendo negociadas a R\$ 21,72, queda de 36% no ano, desempenho inferior ao Ibovespa (aumento 26% no ano) e inferior a variação do preço do petróleo do tipo Brent (redução de 19%). A média diária em volume de ações foi de 2,9 milhões e volume financeiro foi de R\$ 16,4 bilhões no ano, com R\$ 66 milhões em volume médio diário. No mês de setembro a Companhia passou a integrar o índice Bovespa.



8. Portfólio e Reservas 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).



As reservas brutas de participação Provadas + Prováveis (2P) da Companhia certificadas pela consultoria independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI no Relatório de Reservas do ano base 2022, totalizam 170,8 milhões de barris de óleo equivalente. Esta certificação ainda não inclui os campos de Tiê e Tartaruga. As reservas brutas de participação Provadas (1P) correspondem a 80% das Reservas 2P.

2P - Provadas + Prováveis	Petróleo MMBOE	Gás MMBOE	Total MMBOE
Remanso + BTREC	23,4	2,4	25,8
Riacho da Forquilha	53,5	17,3	70,8
Miranga	20,1	54,0	74,1
Total 2P Gross WI	97,0	73,8	170,8

Em 11 de julho de 2023, a Companhia divulgou um anexo da Certificação de Reservas, com data base de 31 de dezembro de 2022, elaborado pela certificadora independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI. Esse anexo apresenta um resumo organizado em grupos das estimativas de reservas 2P (Provadas + Prováveis), incluindo o CAPEX e Receita Líquida futura considerando diferentes níveis de custo de capital líquido por reservas brutas de participação da Companhia em uma base de 2P. Este anexo está integralmente disponível no site de Relações com investidores da Companhia ([link](#)).

A nova Certificação de Reservas, com data base de 31 de dezembro de 2023 será divulgada no mês de abril de 2024.

9. 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 2023 e 2022.

O valor referente aos serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) da Companhia e suas controladas para o exercício de 2023 foi de R\$ 715 mil.

Durante o exercício de 2023, a Companhia também contratou a Deloitte para a prestação de serviços de compliance tributário referentes à orientação e assistência à equipe da Companhia no preenchimento dos requerimentos de enquadramento de incentivos fiscais, em conformidade com a legislação aplicável vigente, no montante total de R\$486 mil, representando 68% dos honorários referentes aos serviços de auditoria.

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.

10. Anexo

Notas dos Principais Indicadores:

- Margem líquida: corresponde ao lucro líquido do exercício dividido pela receita líquida do período;
- EBITDA: Calculado em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada (“Instrução CVM 527”) e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção (“EBITDA”). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil (“BRGAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”) não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias;
- Margem EBITDA: corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela receita líquida do período. A Margem EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro con-forme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros;
- 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 e não 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;
- 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 aquisição, processamento e transporte do gás, os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, 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).

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 5 de março de 2024, sobre a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia, contidas nas Demonstrações Financeiras Padronizadas - DPP, referente ao exercício de 2023.

Mata de São João, 5 de março de 2024

Diretores:

jose.firmo@petroreconcavo.com.br

Assinado

 jose maria de mello firmo

D4Sign

José Maria de Mello Firmo

Diretor Presidente

rafael@petroreconcavo.com.br

Assinado

 RAFAEL CUNHA

D4Sign

Rafael Potaci 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 Nº 480/09)

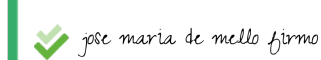
Declaramos, na qualidade de diretores da PetroRecôncavo S.A. ("Companhia"), sociedade por ações com sede na Cidade de Mata de São João, Estrada do Vinte Mil, Km 3,5, Estação São Roque CEP 48.280-000, Mata de São João - BA, inscrita no CNPJ sob o nº 03.342.704/0001-30, nos termos do inciso VI do parágrafo 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 do exercício de 2023.

Mata de São João, 5 de março de 2024

Diretores:

jose.firmo@petroreconcavo.com.br

Assinado

 José Maria de Mello Firmo

D4Sign

José Maria de Mello Firmo

Diretor Presidente

rafael@petroreconcavo.com.br

Assinado

 RAFAEL CUNHA

Rafael Pivaci da Cunha

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Declaração dos Diretores Sobre as Demonstrações Financeiras 2023 pdf

Código do documento 10794e43-7b71-4185-a6d9-88c5d626cdec



Assinaturas



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

RAFAEL CUNHA



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

jose maria de mello firmo

Eventos do documento

05 Mar 2024, 14:54:46

Documento 10794e43-7b71-4185-a6d9-88c5d626cdec **criado** por VIRGINIA FERRAZ RIBEIRO (90bf84cd-90b1-4573-b01f-bb1a4ab988bf). Email: virginia.ribeiro@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2024-03-05T14:54:46-03:00

05 Mar 2024, 14:57:26

Assinaturas **iniciadas** por VIRGINIA FERRAZ RIBEIRO (90bf84cd-90b1-4573-b01f-bb1a4ab988bf). Email: virginia.ribeiro@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2024-03-05T14:57:26-03:00

05 Mar 2024, 15:00:15

RAFAEL PROCACI DA CUNHA **Assinou** (823d246e-5035-4352-bd3a-a92738d4626d) - Email: rafael@petroreconcavo.com.br - IP: 200.195.236.173 (200-195-236-173.brdigital.net.br porta: 61786) - **Geolocalização: -12.9196308 -38.356325** - Documento de identificação informado: 069.504.527-05 - DATE_ATOM: 2024-03-05T15:00:15-03:00

05 Mar 2024, 16:40:34

JOSE MARIA DE MELLO FIRMO **Assinou** - Email: jose.firmo@petroreconcavo.com.br - IP: 200.195.236.173 (200-195-236-173.brdigital.net.br porta: 17020) - **Geolocalização: -12.919642 -38.35533** - Documento de identificação informado: 776.407.646-53 - DATE_ATOM: 2024-03-05T16:40:34-03:00

Hash do documento original

(SHA256):5260e22cedc74bbd121ca2babca52f5b5cd0192d15b5003c788676451d98d14e

(SHA512):3a36c446ed2fc70a70a772547dcea6bdd14f435d2afb3a0c4d9a7645dbb4baade5f1cfd9dc0758c524ab68a61645ca16658bd5672ff36db296b164ba64bfa17

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



Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign



P

***RELATÓRIO ANUAL DAS
ATIVIDADES DO COMITÊ DE
AUDITORIA***



ANO REFERÊNCIA - 2023

RELATÓRIO ANUAL SOBRE O RESUMO DAS ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO, PARA O EXERCÍCIO DE 2023.

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

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

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

O Comitê de Auditoria se reunirá, no mínimo, trimestralmente, ou, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Coordenador do Comitê de Auditoria ou por solicitação escrita de quaisquer 2 (dois) membros do Comitê de Auditoria; e deverá realizar, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

O comitê terá como obrigações de sua competência:

- (i) Orientar a Diretoria quanto a avaliação e indicadores associados ao modelo de gestão de riscos da Companhia, assim como monitorar periodicamente

as políticas de gerenciamento de riscos, e a adequação à tolerância máxima a riscos determinada pelo Conselho de Administração;

(ii) Monitorar questões legais e/ou contingências que possam ter impacto significativo sobre as demonstrações financeiras;

(iii) Acompanhar e supervisionar a razoabilidade no que tange a qualidade e integridade das informações demonstrações financeiras, e, sempre que necessário, recomendando previamente sobre a submissão ao Conselho;

(iv) Monitorar o resultado das revisões trimestrais e auditoria das demonstrações financeiras, deficiências relevantes e falhas significativas nos controles internos, conhecimento de atos ilegais, e reflexos de fatores externos (econômicos, normativos e setoriais) sobre os relatórios financeiros e sobre o processo de auditoria;

(v) Direcionar os principais assuntos relacionados aos registros por meio do canal de denúncias da Companhia, zelando pelo cumprimento do Código de Ética e Conduta, e quando necessário, reportar ao Conselho 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 2023

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.

O Comitê de Auditoria realizou ao longo de 2023, 12 (doze) reuniões envolvendo áreas como o Conselho de Administração, Diretores e Gerentes Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes.

Principais Temas discutidos em 2023:

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

- Monitoramento do Programa de Integridade, com apresentação das normas internas – Código de Ética e Conduta e diretrizes de 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, o treinamento de prevenção e combate ao assédio no ambiente de trabalho, 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;

- Monitoramento das atividades e investigações conduzidas pela área de Segurança Empresarial em colaboração com os órgãos competentes dos incidentes ocorridos na Companhia no ano de 2023;
- Recebeu e analisou a implantação de um novo ERP, identificando os principais aspectos de sucesso e fez recomendações de ações adicionais antes da aprovação e implantação do projeto.
- 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 2023, o resultado dos trabalhos realizado pela auditoria interna, conforme planejamento anual nos processos de Contabilidade, Fiscal, Contratos e Folha de Pagamento. As auditorias realizadas, teve como resultado pontos de melhorias gerando novos planos de ação que estão implementados ou em andamento;
- Aprovou o planejamento anual do mapeamento dos processos e auditorias a serem realizadas em 2024, envolvendo as seguintes áreas: Escoamento de produção, Royalties, Sucata, Consórcios. Adicionalmente, aprovou o orçamento da área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos para 2024;
- Solicitou a atualização da Análise Geral de Riscos e da Política de Gerenciamento de Riscos da organização. Este tema reflete a crescente importância de manter instrumentos fundamentais alinhados com as mudanças no ambiente empresarial, regulatório e tecnológico, incluindo ameaças emergentes e tendências no cenário global. Isso envolveu a identificação de riscos

operacionais, financeiros, legais e reputacionais que poderiam impactar significativamente as operações da organização;

- 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 2022 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;
- *Swap agreement* estabelecido junto a Petrobras: este acordo foi submetido a uma análise por parte do Comitê de Auditoria, que buscou avaliar os potenciais benefícios, riscos associados e a conformidade com as normas contábeis e aspectos de governança aplicáveis;
- O Comitê foi consultado sobre temas contábeis ao longo de 2023 e forneceu as suas recomendações. Vale ressaltar a orientação quanto a contabilização e laudo da Maha, delineando em especial aspectos relacionados a transparência e precisão financeira;
- Avaliação dos impactos associados a reorganização societária da PetroReconcavo, envolvendo a incorporação das suas subsidiárias, com exceção da SPE Tieta Ltda., bem como na formulação de estratégias para mitigar possíveis riscos;

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 2023, 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 2023. 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, 05 de março de 2024


Carlos Ferreira
6157

Carlos Marcio Ferreira


Victor Low
10413

Victor Low


LEONARDO GUIMARÃES PINTO
6876

Leonardo Guimarães Pinto

Relatório CAUDIT - 2023.docx

Valide a autenticidade do documento clicando ou escaneando o QR Code ao lado ou acesse o [verificador de autenticidade](#) e insira o código: 0AA30-843E4-5C471



Solicitação de assinatura iniciada por: Isabele O. V. em 04/03/2024

Assinaturas



Victor Low
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 04 de março de 2024, 16:20:15 | E-mail: vlo*@pe***** | Endereço de IP: 216.201.188.194 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Microsoft Edge 122.0.0.0, Windows 10 | Celular: *****8281



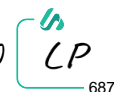
Carlos Ferreira
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 04 de março de 2024, 16:37:32 | E-mail: cfe*****@gm***** | Endereço de IP: 201.11.33.138 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Atlas App (3.0.60), iOS | Celular: *****7197



LEONARDO GUIMARÃES PINTO
Assinou Eletronicamente



Assinou em: 04 de março de 2024, 16:44:51 | E-mail: lpi***@op***** | Endereço de IP: 200.142.103.34 | Segundo Fator de Autenticação: SMS | Dispositivo/Aplicativo: Chrome 122.0.0.0, Windows 10 | Celular: *****0704

A large, stylized letter 'P' in a golden-yellow color, set against a dark green background that resembles a map of Brazil. The 'P' is the central focus of the upper half of the page.

**DEMONSTRAÇÕES
FINANCEIRAS
EXERCÍCIO 2023**

RECV3
B3 LISTED NM

 *PetroReconcavo*

ÍNDICE

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS	1
BALANÇO PATRIMONIAL.....	6
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO.....	7
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE	8
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	9
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA.....	10
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO.....	11
NOTAS EXPLICATIVAS.....	12
1. INFORMAÇÕES GERAIS.....	12
2. BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS...	14
3. USO DE ESTIMATIVAS	17
4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS.....	20
5. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	21
6. TRIBUTOS A RECUPERAR	22
7. INVESTIMENTOS	22
8. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL	26
9. FORNECEDORES	30
10. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	31
11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	33
12. VALORES A PAGAR POR AQUISIÇÕES.....	35
13. PROVISÃO PARA PROCESSOS JUDICIAIS.....	37
14. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	38
15. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS.....	39
16. PATRIMÔNIO LÍQUIDO	41
17. PARTES RELACIONADAS	46
18. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP – AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS.....	47
19. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS.....	48
20. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DOS GASTOS RECONHECIDOS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	49
21. RESULTADO FINANCEIRO	49
22. INSTRUMENTOS FINANCEIROS	49
23. COBERTURA DE SEGUROS	56
24. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO.....	56
25. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA	56
26. EVENTOS SUBSEQUENTES	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 2023 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 2023, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), 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 suas controladas, 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.

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 d. 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.

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 suas controladas derivam principalmente da venda de petróleo e de gás e subprodutos, reconhecida quando o controle de cada obrigação de desempenho é transferido para o cliente e pode ser mensurada de forma confiável, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto vendido.

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, a consideração como um risco significativo de auditoria e a relevância dos valores envolvidos, consideramos o reconhecimento da receita na venda de petróleo e de gás e 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 e de gás e 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 e de gás e subprodutos; (iii) procedimento de confirmação externa, em base amostral, sobre o faturamento das receitas de venda de petróleo e de gás e subprodutos; (iv) teste de transações sobre população com características de interesse relevante para fins de auditoria na receita de venda de petróleo, comparando os valores reconhecidos com os documentos suporte; (v) 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 (vi) 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.

Aquisição SPE Tiêta Ltda.

Conforme descrito na nota explicativa nº 7.3 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, no dia 28 de fevereiro de 2023, a operação de aquisição de 100% do capital social da SPE Tiêta Ltda., anteriormente denominada Maha Energy Brasil Ltda., foi concluída, obtendo-se o controle dessa entidade. Essa aquisição se qualificou como um negócio conforme definido no pronunciamento técnico CPC 15 (R1) /IFRS 3 - Combinação de Negócios.

O processo de mensuração a valor justo e a alocação dos ativos adquiridos e passivos assumidos em uma combinação de negócios envolve o exercício de julgamento e subjetividade sobre certas estimativas utilizadas pela Administração da Companhia, e o processo de registro contábil, conforme os requisitos do pronunciamento técnico aplicável a esse tipo de transação, envolve complexidade. Por essas razões, consideramos esse assunto como um principal assunto de auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes relacionados à contabilização de transações significativas e não usuais; (ii) leitura do conjunto de acordos e principais documentos que suportam a transação; (iii) avaliação dos critérios adotados pela Administração na aplicação do método de aquisição, à luz do pronunciamento técnico CPC 15 (R1)/IFRS 3 - Combinação de Negócios; (iv) envolvimento de nossos especialistas internos em avaliação financeira para nos auxiliar na avaliação da adequação do modelo e taxa de desconto utilizados para mensuração dos valores justos dos ativos adquiridos e passivos assumidos materiais identificados na data de aquisição; e (v) análise e avaliação das divulgações realizadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, entendemos que os critérios para contabilização da combinação de negócios adotados pela Administração e as respectivas divulgações em notas explicativas 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 2023, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras 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 - 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 normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), 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 suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas 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 suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluimos 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 suas controladas. 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 suas controladas 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.

- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho 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, 5 de março de 2024

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



Jônatas José Medeiros de Barcelos
Contador
CRC nº 1 RJ 093376/O-3



BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022			31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
CIRCULANTE						CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	110.834	83.601	197.184	361.028	Fornecedores	9	244.977	106.430	254.010	352.152
Aplicações financeiras	4	310.172	1.233.639	310.172	1.250.163	Salários e encargos sociais		85.457	37.850	86.647	60.848
Contas a receber de clientes	5	332.047	55.219	360.611	384.180	Tributos a recolher		42.490	7.397	49.537	124.275
Estoques		6.237	9.340	7.358	11.451	Empréstimos e financiamentos	10	142.772	14.011	142.772	14.011
Dividendos a receber	17	11.316	179.502	-	-	Valores a pagar de arrendamentos		25.940	5.596	32.887	20.382
Tributos a recuperar	6	211.194	30.746	233.927	99.243	Instrumentos financeiros derivativos	15	99.478	-	99.478	285.183
Outros ativos		36.708	112.228	38.179	26.539	Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	17	17.359	106.416	17.359	106.416
Total dos ativos circulantes		<u>1.018.508</u>	<u>1.704.275</u>	<u>1.147.431</u>	<u>2.132.604</u>	Valores a pagar de aquisições	12	340.256	-	340.256	405.886
						Provisão para abandono de poços	14	8.202	-	8.202	9.724
NÃO CIRCULANTE						Outras contas a pagar		29.029	7.847	34.712	12.490
Contas a receber de clientes	5	55.917	947	55.917	55.917	Total dos passivos circulantes		<u>1.035.960</u>	<u>285.547</u>	<u>1.065.860</u>	<u>1.391.367</u>
Tributos a Recuperar	6	68.450	479	78.049	68.094	NÃO CIRCULANTE					
Outros ativos		8.623	2.908	5.816	3.444	Fornecedores	9	130.476	-	130.476	-
Tributos diferidos	11	8.399	28.110	46.370	167.840	Empréstimos e financiamentos	10	760.208	641.570	760.208	641.570
Investimentos	7	790.258	2.293.185	-	-	Valores a pagar de arrendamentos		2.591	3.613	10.570	7.112
Imobilizado e intangível	8	4.807.735	743.197	5.455.889	4.129.365	Outras contas a pagar		12.227	6.112	12.227	6.112
Direito de uso em arrendamento		26.438	10.117	39.712	27.830	Instrumentos financeiros derivativos	15	-	-	-	102.409
Total dos ativos não circulantes		<u>5.765.820</u>	<u>3.078.943</u>	<u>5.681.753</u>	<u>4.452.490</u>	Tributos diferidos	11	-	-	-	6.023
						Valores a pagar de aquisições	12	145.239	-	145.239	512.386
						Provisão para processos judiciais	13	3.239	3.391	5.299	3.726
						Provisão para abandono de poços	14	176.505	32.483	181.422	103.887
						Total dos passivos não circulantes		<u>1.230.485</u>	<u>687.169</u>	<u>1.245.441</u>	<u>1.383.225</u>
						PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
						Capital social	16	2.830.774	2.828.170	2.830.774	2.828.170
						Ações em tesouraria		(5.084)	(6.793)	(5.084)	(6.793)
						Reserva de capital		51.978	43.171	51.978	43.171
						Reservas de lucros		1.671.360	1.167.284	1.671.360	1.167.284
						Ajustes de avaliação patrimonial		(65.626)	(255.811)	(65.626)	(255.811)
						Transação de capital		34.481	34.481	34.481	34.481
						Total do patrimônio líquido		<u>4.517.883</u>	<u>3.810.502</u>	<u>4.517.883</u>	<u>3.810.502</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>6.784.328</u>	<u>4.783.218</u>	<u>6.829.184</u>	<u>6.585.094</u>	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>6.784.328</u>	<u>4.783.218</u>	<u>6.829.184</u>	<u>6.585.094</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais - R\$, exceto resultado por ação)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
RECEITA LÍQUIDA	19	765.317	594.381	2.814.361	2.975.939
CUSTOS DOS PRODUTOS VENDIDOS	20	(637.812)	(409.333)	(1.916.661)	(1.534.412)
LUCRO BRUTO		127.505	185.048	897.700	1.441.527
RECEITAS (DESPESAS)					
Perdas de crédito esperadas		-	(5.755)	-	(70.711)
Gerais, vendas e administrativas	20	(95.237)	(27.137)	(214.065)	(110.377)
Outras receitas (despesas), líquidas	20	(1.554)	37.646	(3.818)	(2.239)
Resultado de participações societárias	7	618.576	957.065	-	-
Total		521.785	961.819	(217.883)	(183.327)
LUCRO OPERACIONAL		649.290	1.146.867	679.817	1.258.200
Resultado financeiro	21	6.934	11.826	49.012	66.400
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS		656.224	1.158.693	728.829	1.324.600
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente		-	-	(32.666)	(129.246)
Diferido		52.714	(5.302)	12.775	(41.963)
Total	11	52.714	(5.302)	(19.891)	(171.209)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		708.938	1.153.391	708.938	1.153.391
Resultado por ação - R\$	16	2,420	4,231		
Resultado diluído por ação - R\$	16	2,418	4,218		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		708.938	1.153.391	708.938	1.153.391
<u>Itens que poderão ser reclassificados subsequentemente para a demonstração do resultado</u>					
Instrumentos financeiros de proteção	15	66.091	-	288.159	77.089
Tributos diferidos sobre instrumentos financeiros		(22.471)	-	(97.974)	(26.210)
Outros resultados abrangentes de controladas		146.565	50.879	-	-
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		<u>899.123</u>	<u>1.204.270</u>	<u>899.123</u>	<u>1.204.270</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Reserva de capital		Reservas de lucros				Ajustes de Avaliação Patrimonial			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	"Hedge accounting" de fluxo de caixa		Transação de capital	Lucros acumulados
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021		1.813.936	(2.292)	18.501	16.675	32.032	42.220	222.950	-	(306.690)	34.481	-	1.871.813
Aumento de Capital Social	16	1.034.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.034.000
Exercício de opção de compra de ações	16	5.186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.186
Opções exercidas a integralizar	16	(259)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(259)
Custo para emissão de ações		(24.693)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.693)
Recuperação de ações		-	(8.403)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.403)
Entrega de ações em tesouraria		-	3.863	-	-	-	-	-	-	-	-	317	4.180
Venda de ações em Tesouraria		-	39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39
Pagamento baseado em ações		-	-	-	7.995	-	-	-	-	-	-	-	7.995
Outros resultados abrangentes de controlada	7	-	-	-	-	-	-	-	-	50.879	-	-	50.879
Constituição de reserva de incentivo fiscal complementar		-	-	-	-	-	3.714	-	-	-	-	(3.714)	-
Resultado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153.391	1.153.391
Constituição de reserva legal	16	-	-	-	-	57.670	-	-	-	-	-	(57.670)	-
Constituição de reserva de incentivos fiscais	16	-	-	-	-	-	11.084	-	-	-	-	(11.084)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(103.626)	(103.626)
Dividendo adicional aprovado	16	-	-	-	-	-	-	-	26.374	-	-	(26.374)	-
Juros sobre capital próprio	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(180.000)	(180.000)
Constituição de reserva de investimento e expansão	16	-	-	-	-	-	-	771.240	-	-	-	(771.240)	-
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		260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260
Exercício de opção de compra de ações	16	2.839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.839
Opções exercidas a integralizar		(495)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(495)
Recuperação de ações		-	(4.055)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.055)
Entrega de ações em tesouraria		-	5.764	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.129)	4.635
Dividendo adicional aprovado		-	-	-	-	-	-	-	(26.374)	-	-	-	(26.374)
Pagamento baseado em ações	16	-	-	-	8.807	-	-	-	-	-	-	-	8.807
Outros resultados abrangentes de controlada	7	-	-	-	-	-	-	-	-	146.565	-	-	146.565
Outros resultados abrangentes de controladora		-	-	-	-	-	-	-	-	43.620	-	-	43.620
Juros sobre capital próprio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(160.000)	(160.000)
Resultado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	708.938	708.938
Constituição de reserva legal	16	-	-	-	-	35.447	-	-	-	-	-	(35.447)	-
Constituição de reserva de incentivos fiscais	16	-	-	-	-	-	7.442	-	-	-	-	(7.442)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17.359)	(17.359)
Constituição de reserva de investimento e expansão	16	-	-	-	-	-	-	487.561	-	-	-	(487.561)	-
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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES					
Lucro antes dos impostos sobre o lucro		656.224	1.158.693	728.829	1.324.600
Reconciliação do resultado antes dos impostos com o caixa das atividades operacionais					
Juros, amortização de captação e variações cambiais líquidas		(30.257)	(4.386)	(81.818)	(72.910)
Depreciação, amortização e depleção	20	148.639	74.539	598.327	351.220
Provisões, perdas estimadas e outros		8.318	12.154	8.537	12.489
Equivalência patrimonial	7	(618.576)	(957.065)	-	-
Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos no resultado	15	40.136	-	268.254	441.631
Atualização da provisão para abandono de poços	14	5.687	4.573	12.832	10.797
Perdas de crédito esperadas		-	5.755	-	70.711
Baixas do imobilizado, de arrendamentos e outras		136.443	71.608	235.195	141.359
Variações nos ativos:					
Contas a receber de clientes		35.104	(27.523)	27.818	(340.961)
Estoques		34.903	(3.631)	5.685	(4.899)
Tributos a recuperar		33.523	(10.525)	(71.089)	(112.138)
Outros ativos		(76.266)	(99.391)	(9.863)	(15.286)
Variações nos passivos:					
Fornecedores		36.330	48.230	21.547	253.444
Salários e encargos sociais		21.186	15.324	26.343	30.285
Impostos a recolher		(29.587)	5.589	2.211	143.996
Outras contas a pagar		7.511	5.627	21.024	(18.098)
Pagamento de processos judiciais		-	(35)	-	(35)
Pagamento de contratos de hedge	15	(40.091)	-	(268.209)	(441.631)
Juros pagos		(58.076)	(2.109)	(60.439)	(46.111)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(1.957)	(10.215)	(73.378)	(222.313)
Variação do caixa resultante das atividades operacionais		<u>309.194</u>	<u>287.212</u>	<u>1.391.806</u>	<u>1.506.150</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	7	(90.000)	(720.611)	-	-
Dividendos recebidos de controladas		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		914.601	(685.102)	977.533	(571.477)
Adições ao imobilizado e intangível		(553.463)	(368.414)	(1.366.449)	(1.227.617)
Variação do caixa resultante das atividades de investimento		<u>105.028</u>	<u>(1.774.127)</u>	<u>(861.171)</u>	<u>(1.799.094)</u>
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Adições, líquidas dos custos de captação	10	279.030	643.520	279.030	643.520
Pagamentos de financiamentos	10	(331)	(1.317)	(331)	(704.675)
Pagamento de valores a pagar por aquisições	12	(362.118)	(26.214)	(651.888)	(273.954)
Exercício de opção de ações	16	2.344	4.927	2.344	4.927
Integralização de capital social subscrito		260	1.034.000	260	1.034.000
Custo para emissão de ações		-	(37.413)	-	(37.413)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	16	(281.943)	(205.309)	(281.943)	(205.309)
Amortização de arrendamento mercantil - principal		(20.176)	(5.602)	(38.143)	(16.516)
Caixa líquido da compra e venda de ações em tesouraria		(4.055)	(8.364)	(4.055)	(8.364)
Variação do caixa resultante das atividades de financiamento		<u>(386.989)</u>	<u>1.398.228</u>	<u>(694.726)</u>	<u>436.216</u>
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	247	597
VARIAÇÃO DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>27.233</u>	<u>(88.687)</u>	<u>(163.844)</u>	<u>143.869</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	4	83.601	172.288	361.028	217.159
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	4	110.834	83.601	197.184	361.028
VARIAÇÃO DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>27.233</u>	<u>(88.687)</u>	<u>(163.844)</u>	<u>143.869</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais - R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Receitas:					
Produtos	19	852.832	665.347	3.314.712	3.765.407
Outras		77.489	90.102	43.602	32.976
Perdas de crédito esperadas		-	(5.755)	-	(70.711)
Total das receitas		930.321	749.694	3.358.314	3.727.672
INSUMOS E SERVIÇOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS					
Custos dos produtos e das mercadorias vendidos		(51.066)	(21.136)	(83.154)	(51.291)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(324.519)	(146.820)	(725.014)	(824.449)
Total de insumos adquiridos de terceiros		(375.585)	(167.956)	(808.168)	(875.740)
VALOR ADICIONADO BRUTO		554.736	581.738	2.550.146	2.851.932
Depreciação, amortização e depleção	20	(148.639)	(74.539)	(598.327)	(351.220)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO		406.097	507.199	1.951.819	2.500.712
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA					
Receitas financeiras		123.182	37.432	187.051	180.692
Resultado Equivalência patrimonial	7	618.576	957.065	-	-
Total do valor adicionado recebido em transferência		741.758	994.497	187.051	180.692
Valor adicionado total a distribuir		1.147.855	1.501.696	2.138.870	2.681.404
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		119.619	114.921	237.814	157.598
Benefícios		36.085	29.048	76.945	56.957
FGTS		6.481	5.107	14.957	9.519
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		44.002	81.666	351.158	458.917
Estaduais		40.255	9.730	323.790	424.540
Municipais		2.659	2.247	2.659	2.247
Remuneração do capital de terceiros:					
Aluguéis		16.505	32.197	46.729	63.066
Royalties	20	57.064	47.783	237.840	240.876
Juros		116.248	25.606	138.039	114.293
Remuneração do capital próprio:					
Dividendos e juros sobre capital próprio	16	177.359	310.000	177.359	310.000
Lucros Retidos		531.578	843.391	531.580	843.391
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO		1.147.855	1.501.696	2.138.870	2.681.404

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 é atualmente concessionária de 55 campos distribuídos entre os estados da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte. Desses 55 campos, a Companhia atua em cinco deles na modalidade de consórcio. 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”).

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 na cidade do Rio de Janeiro. A SPE Tiêta possui a concessão para a exploração e produção dos campos de Tiê e Tartaruga.

A SPE Tiêta opera o campo de Tartaruga em consórcio e o seu percentual de participação nessa operação é de 75%.

1.2 Reestruturação Societária

Em 2 de setembro de 2022, o Conselho de Administração da Companhia tomou conhecimento da proposta de reorganização societária (“Reorganização”) envolvendo a incorporação, pela Companhia, de suas então subsidiárias integrais SPE Miranga S.A. (“SPE Miranga”), Recôncavo E&P S.A. (“Recôncavo E&P”) e Potiguar E&P S.A. (“Potiguar E&P”), bem como a liquidação (por meio de dissolução) da Reconcavo America LLC (“America LLC”), com o objetivo de simplificar sua estrutura societária através da unificação das operações da Companhia e de suas subsidiárias, buscando a redução nos custos operacionais e o incremento dos níveis de eficiência na gestão de despesas gerais e administrativas.

No dia 31 de outubro de 2023, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas aprovaram as incorporações, observadas as exigências regulatórias, da Potiguar E&P, SPE Miranga e da Recôncavo E&P.

O resultado individual da Companhia, em 2023, reflete os resultados provenientes de 1º de janeiro a 31 de outubro de 2023 das operações dos 12 campos operados pela Companhia, até essa data, em conjunto ao resultado de suas então subsidiárias Potiguar E&P, SPE Miranga e Recôncavo E&P refletido através da equivalência patrimonial. A partir de novembro, o resultado individual da Companhia também inclui as contribuições dos campos incorporados, totalizando 55 campos em dezembro de 2023.

Abaixo estão apresentados os saldos das controladas incorporadas, que foram registrados a valor contábil, conforme os termos dos protocolos e justificativas de incorporação e os respectivos laudos de avaliação do patrimônio líquido contábil apurado por meio dos livros contábeis emitidos por empresa especializada contratada pela Companhia:

	Recôncavo E&P	Potiguar E&P	SPE Miranga	Total
	31/10/2023	31/10/2023	31/10/2023	31/10/2023
ATIVO CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	18.386	136.712	112.602	267.700
Aplicações financeiras	-	11.581	26.918	38.499
Contas a receber de clientes	1.861	160.637	94.464	256.962
Estoques	165	30.775	860	31.800
Tributos a recuperar	848	116.540	48.492	165.880
Outros ativos	1.598	15.197	2.749	19.544
Total dos ativos circulantes	22.858	471.442	286.085	780.385
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
Contas a receber de clientes	-	-	54.970	54.970
Impostos a recuperar	656	32.487	69.353	102.496
Outros ativos	-	101	12	113
Tributos diferidos	191	-	-	191
Imobilizado e intangível	6.264	2.072.337	1.652.688	3.731.289
Direito de uso em arrendamento	-	11.899	2.497	14.396
Total dos ativos não circulantes	7.111	2.116.824	1.779.520	3.903.455
TOTAL DOS ATIVOS	29.969	2.588.266	2.065.605	4.683.840
PASSIVO CIRCULANTE				
Fornecedores	1.482	170.788	245.165	417.435
Salários e encargos sociais	123	25.375	5.558	31.056
Tributos a recolher	250	41.037	21.804	63.091
Valores a pagar de arrendamentos	-	11.846	2.825	14.671
Instrumentos financeiros derivativos	-	165.524	-	165.524
Dividendos a pagar	2.159	100.127	77.218	179.504
Valores a pagar de aquisições	-	-	243.028	243.028
Provisão para abandono de poços	-	5.315	4.409	9.724
Outras contas a pagar	-	4.169	9.516	13.685
Total dos passivos circulantes	4.014	524.181	609.523	1.137.718
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Valores a pagar de arrendamentos	-	583	46	629
Tributos diferidos	-	24.197	24.760	48.957
Valores a pagar de aquisições	-	-	360.143	360.143
Provisão para processos judiciais	-	335	-	335
Provisão para abandono de poços	2.347	55.128	20.707	78.182
Total dos passivos não circulantes	2.347	80.243	405.656	488.246
TOTAL DOS PASSIVOS	6.361	604.424	1.015.179	1.625.964
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO ("PL")	23.608	1.983.842	1.050.426	3.057.876
TOTAL PASSIVO E PL	29.969	2.588.266	2.065.605	4.683.840

Para fins de incorporação, foram eliminados R\$10.415 a título de valores a receber de partes relacionadas, classificados em outros ativos, R\$166.688 de valores a pagar de partes relacionadas, classificados na conta de fornecedores, além de R\$179.504 referente a dividendos a pagar.

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.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as políticas contábeis materiais adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as IFRS e as políticas contábeis materiais adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

A Administração declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão, conforme orientações do OCPC 07 (R1).

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 05 de março de 2024.

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 – 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 2023 e 2022, a Companhia mantinha 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 Apresentação das Demonstrações Financeiras e IFRS Declaração de Prática 2 – Fazendo Julgamentos de Materialidade	O Grupo adotou as alterações à IAS 1 pela primeira vez no exercício corrente. As alterações modificam as exigências contidas na IAS 1 com relação à divulgação das políticas contábeis. As alterações substituem todos os exemplos do termo ‘principais políticas contábeis’ por ‘informações materiais da política contábil’. As informações da política contábil são materiais se, quando consideradas em conjunto com outras informações incluídas nas demonstrações financeiras de uma entidade, puderem razoavelmente influenciar as decisões dos principais usuários das demonstrações financeiras de propósito geral, tomadas com base nessas demonstrações financeiras.
CPC 50 (IFRS 17) Contratos de Seguro (Incluindo alterações publicadas em junho de 2020 e dezembro de 2021)	O grupo adotou o CPC 50 (IFRS 17) e correspondentes alterações pela primeira vez no exercício corrente. O CPC 50 (IFRS 17) estabelece os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de contratos de seguro e substitui o CPC 11 (IFRS 4) – Contratos de Seguro. A norma descreve o modelo geral, modificado para contratos de seguro com características de participação direta, descrito como abordagem de taxa variável. O modelo geral é simplificado se determinados critérios forem atendidos, mensurando o passivo para cobertura remanescente usando a abordagem da alocação de prêmios. O modelo geral usa premissas atuais para estimativa do valor, do prazo e da incerteza de fluxos de caixa futuros e mensura explicitamente o custo dessa incerteza. Ele leva em consideração as taxas de juros do mercado e o impacto das opções e garantias dos titulares de apólices. O grupo não possui quaisquer contratos que atendam à definição de contrato de seguro de acordo com o CPC 50 (IFRS 17).
Alterações à IAS 12 – Tributos sobre o Lucro – Reforma Tributária Internacional – Regra do Modelo do Pilar Dois	O grupo adotou as alterações à IAS 12 pela primeira vez no exercício corrente. O IASB alterou a IAS 12 para clarificar que a norma se aplica aos tributos sobre o lucro decorrentes da legislação fiscal promulgada ou substantivamente promulgada para implementar as regras modelo do Pilar Dois, publicadas pela OCDE, incluindo a legislação fiscal que implementa impostos nacionais mínimos qualificados descritos nessas regras. As alterações introduzem uma exceção temporária aos requisitos contábeis para impostos diferidos na IAS 12, de modo a que uma entidade não reconheça nem divulgue informações sobre ativos e

Alterações à IAS 12 Tributos sobre o Lucro — Impostos Diferidos relacionados com Ativos e Passivos decorrentes de uma Única Transação	passivos diferidos relacionados com tributos sobre o lucro do Pilar Dois. Após as alterações, o grupo é obrigado a divulgar que aplicou a exceção e a divulgar separadamente sua despesa fiscal atual (receita) relacionada aos tributos sobre o lucro do Pilar Dois.
Alterações à IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erros — Definição de Estimativas Contábeis	O Grupo adotou as alterações à IAS 12 pela primeira vez no exercício corrente. As alterações introduzem uma exceção adicional da isenção de reconhecimento inicial. De acordo com as alterações, a Companhia não aplica a isenção de reconhecimento inicial para transações que resultam em diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis similares. Dependendo da legislação tributária aplicável, diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis similares podem surgir no reconhecimento inicial de um ativo e passivo em uma transação que não seja uma combinação de negócios e que não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável. O Grupo adotou as alterações à IAS 8 pela primeira vez no exercício corrente. As alterações substituem a definição de mudança nas estimativas contábeis pela definição de estimativas contábeis. De acordo com a nova definição, estimativas contábeis são “valores monetários nas demonstrações financeiras sujeitos à incerteza na mensuração”. A definição de mudança nas estimativas contábeis foi excluída.

A Administração não identificou impacto relevante sobre as demonstrações financeiras do Grupo decorrente da adoção das normas listadas acima.

2.9 Alterações em pronunciamentos ainda não aplicáveis

Norma	Alterações
Alterações à IFRS 10/CPC 36 (R3) e à IAS 28/CPC 18 (R2)	Venda ou Contribuição na forma de Ativos entre um Investidor e sua Coligada ou Controlada em Conjunto
Alterações à IAS 1 / CPC 26 (R1)	Classificação do Passivo como Circulante ou Não Circulante
Alterações à IAS 1	Passivo Não Circulante com Covenants
Alterações à IAS 7 e à IFRS 7	Acordos de Financiamento de Fornecedores
Alterações à IFRS 16	Passivo de arrendamento em uma transação de “ <i>Sale and Leaseback</i> ”
Alterações à CPC 09	Demonstração do valor adicionado

A Administração não espera que a adoção das normas listadas acima tenha um impacto relevante sobre as demonstrações financeiras do Grupo em períodos futuros.

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 reserva dos poços 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 reserva dos poços 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 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 9,65% a.a. e uma inflação de 3,55% a.a., para o exercício de 2023 (2022, 12,81% a.a. e 3,43% 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 poços 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, de acordo com a metodologia e premissas descritas na nota explicativa nº 3. Em 31 de dezembro de 2023 e de 2022, 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 a 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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Bancos conta movimento	17.357	19.548	17.573	42.480
Aplicações financeiras e CDB	93.477	64.053	179.611	318.548
Total	110.834	83.601	197.184	361.028

As aplicações referem-se a operações de renda fixa (Compromissadas de Terceiros e CDB – Certificado de Depósito Bancário), indexados de 90% a 103% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário) (70% a 102,50% do CDI em 2022) 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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Aplicações financeiras	310.172	1.233.639	310.172	1.250.163
Total	310.172	1.233.639	310.172	1.250.163

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*. Em 2023, os fundos cambiais variaram negativamente, em média, 2,58% (2022, variação negativa de 3,1%), enquanto o “Dólar Ptax” apresentou a variação negativa de 7,23% (2022, variação negativa de 6,5%).

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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Petróleo	211.915	48.702	239.019	212.513
Gás e subprodutos	120.132	6.517	121.592	171.667
Subtotal	332.047	55.219	360.611	384.180
Outros, líquido de perdas (i)	55.917	947	55.917	55.917
Total contas a receber	387.964	56.166	416.528	440.097
Circulante	332.047	55.219	360.611	384.180
Não circulante	55.917	947	55.917	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 2023.

As faturas são emitidas contra os clientes com um prazo médio de vencimento de 30 a 60 dias. Em 2023 e 2022, o prazo médio de recebimento do contas a receber foi de 54 dias, prazo esse considerado como parte das condições comerciais normais e inerentes das operações da Companhia.

5.2 Aging do Contas a receber de Petróleo e Gás e subprodutos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
A vencer	320.244	54.292	343.628	381.539
Vencidos:				
Até 3 meses	8.660	918	13.698	2.367
De 3 a 6 meses	162	3	166	84
De 6 a 12 meses	2.981	6	3.119	190
Total	332.047	55.219	360.611	384.180

6. TRIBUTOS A RECUPERAR

Política contábil material

A Companhia reconhece o crédito tributário no momento que julga dispor de elementos jurídicos e técnicos que permitam o reconhecimento do direito e a mensuração confiável do valor a ser compensado ou restituído.

6.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
ICMS	27.289	5.667	44.600	12.506
ICMS ativo permanente (i)	89.842	-	90.592	16.132
IRPJ e CSLL	134.966	21.804	149.019	115.126
PIS e COFINS	27.029	2.281	27.405	20.612
Outros Impostos	518	1.473	360	2.961
Total	279.644	31.225	311.976	167.337
Circulante	211.194	30.746	233.927	99.243
Não circulante	68.450	479	78.049	68.094

(i) Refere-se ao Controle de créditos de ICMS do Ativo Permanente (“CIAP”). Em 2023, no âmbito da sua reorganização societária, a Companhia registrou R\$ 41.395 de créditos extemporâneos que foram reclassificados do ativo imobilizado conforme divulgado na nota explicativa nº 8. Os créditos CIAP são registrados individualmente, por item do imobilizado, e são compensados em 48 parcelas iguais.

7. 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.

7.1 Composição

Investida	Data-base	Participação %	Capital social	Ativo	Passivo	PL
SPE Tiêta	31/12/2023	100	630.165	727.050	61.255	665.795
Recôncavo E&P	31/12/2022	100	6.561	26.841	5.670	21.171
America LLC	31/12/2022	100	9.241	26.324	-	26.324
Potiguar E&P	31/12/2022	100	1.216.009	2.407.690	974.505	1.433.185
SPE Miranga	31/12/2022	100	381.536	1.953.216	1.134.459	818.756

7.2 Movimentação

	Recôncavo E&P	America LLC	Potiguar E&P	SPE Miranga	SPE Tiêta	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2021	16.276	18.595	348.967	356.279	-	740.117
Equivalência patrimonial	6.052	1.478	553.466	396.069	-	957.065
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	50.879	-	-	50.879
Aumento de Capital Social (i)	-	-	594.000	37.435	-	631.435
Adiantamento para futuro aumento de capital (ii)	-	-	(14.000)	103.176	-	89.176
Dividendos mínimos obrigatórios propostos	(1.157)	-	(100.127)	(74.203)	-	(175.487)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	21.171	20.073	1.433.185	818.756	-	2.293.185
Equivalência patrimonial (iv)	2.437	5.814	314.092	231.670	64.653	618.576
Aquisição SPE Tiêta (iii)	-	-	-	-	797.011	797.011
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	(71.316)	(71.316)
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	146.565	-	-	146.565
Adiantamento para futuro aumento de capital (ii)	-	-	90.000	-	-	90.000
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

(i) Potiguar E&P

Em 2022, foram emitidas 594.000.000 (quinhentos e noventa e quatro milhões) ações ordinárias nominativas e sem valor nominal, ao preço de emissão de R\$1,00 (um real) por ação.

Do valor subscrito e integralizado R\$580.000 foi oriundo de adiantamentos feitos em 2022, enquanto R\$14.000 refere-se ao saldo residual de adiantamento de 2021.

SPE Miranga

Em 2022 foram emitidas 37.435.013 (trinta e sete milhões, quatrocentas e trinta e cinco mil e treze) ações ordinárias nominativas e sem valor nominal, ao preço de emissão de R\$1,00 (um real) por ação.

Do valor subscrito e integralizado R\$34.935 foi oriundo de adiantamentos feitos em 2022, enquanto R\$2.500 refere-se ao saldo residual de adiantamento de 2021.

- (ii) Referem-se a aumentos para futuro aumento de capital na controlada Potiguar e SPE Miranga.
- (iii) O valor do Patrimônio Líquido da Controlada compõe o investimento da Companhia em conjunto com a mais valia e a amortização de ativos da adquirida. Adicionalmente, o saldo da equivalência patrimonial reconhecida na controladora reflete o resultado da investida de 10 meses, período que compreende a data de aquisição até 31 de dezembro de 2023.
- (iv) O valor apresentado da equivalência patrimonial é líquido da amortização da mais valia de ativos da SPE Tieta no montante de R\$22.202.
- (v) Os detalhes referentes ao processo de reorganização societária do Grupo estão descritos na nota explicativa 1.2.

7.3 Aquisição da SPE Tiêta

No dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição de 100% da Maha Energy Brasil Ltda, antigo nome da SPE Tiêta, foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US\$ 95,9 milhões (R\$501.639), que corresponde a 60% do preço de aquisição (US\$82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US\$3,7 milhões) e capital de giro (US\$9,4 milhões), conforme apurados na data efetiva ("effective date") de 1º de janeiro de 2023.

As operações da SPE Tiêta estão descritas na nota explicativa nº 1. A controlada foi adquirida por possuir direitos exploratórios dos campos de Tiê e Tartaruga. As aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição de acordo com o pronunciamento técnico CPC 15 (R1)/IFRS 3 – Combinação de Negócio. O total dos custos relacionados à aquisição foi de R\$14.917, dos quais R\$12.645 são referentes a consultorias financeiras, R\$2.049 a honorários advocatícios e R\$223 a outras consultorias e despesas ordinárias. Todos esses gastos foram reconhecidos no resultado do Grupo no grupo de despesas gerais e administrativas.

Nos meses de agosto e setembro de 2023 a Companhia efetuou o pagamento da segunda parcela do preço de aquisição, líquido de efeitos tributários no montante de US\$55,2 milhões (R\$287.670).

Além do montante liquidado, os vendedores terão o direito a receber eventual contraprestação contingente, de até US\$ 36,1 milhões, conforme regras e procedimentos previstos no QPA, das quais até US\$24,1 milhões estão relacionadas a variações do preço de Petróleo Brent nos próximos três

anos. O pagamento ocorrerá se o preço do petróleo exceder US\$ 80,00 por barril, e o pagamento máximo será alcançado se o preço do petróleo exceder US\$90,00 por barril. Os US\$12,0 milhões restantes estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia. Na data de aquisição, o valor de US\$1,5M (R\$7.702), dos US\$8,3M possíveis, foi reconhecido com base na expectativa futura do petróleo tipo Brent.

A seguir estão apresentados os valores justos dos ativos adquiridos e passivos assumidos na data de aquisição com base no laudo de avaliação final:

SPE Tiêta	
<u>Ativos</u>	<u>28/02/2023</u>
Caixa e equivalentes de caixa	29.384
Tributos a recuperar	32.154
Outros ativos circulantes	8.107
Imobilizado e intangível (a)	735.138
Outros ativos não circulantes	38.635
<u>Passivos</u>	
Fornecedores	(10.786)
Outros passivos circulantes	(16.537)
Passivos não circulantes	(19.084)
<hr/>	
Total de ativos adquiridos e passivos assumidos pelo valor justo.	797.011
<hr/>	
Total da contraprestação transferida (b)	797.011

(a) A mais-valia no montante de R\$ 146.664 é atribuível ao Direito de produção de petróleo e gás, classificado no ativo imobilizado da Companhia. Ela é amortizada com base no MUP.

(b) A contraprestação transferida em uma combinação de negócios é mensurada ao valor justo, que inclui acordo de contraprestação contingente também mensurada pelo valor justo na data de aquisição. Dos R\$797.011, o montante de R\$ R\$501.639 foi pago na data da aquisição, R\$ 287.670 pagos em referente a segunda parcela e R\$7.702 referente a contraprestação contingente.

Após a análise das demonstrações financeiras da SPE Tiêta, identificamos que o principal ativo da companhia é o imobilizado referente ao investimento para incremento da produção e perfuração de poços e ao direito de exploração dos campos de petróleo e gás.

A mais-valia dos ativos foi alocada na sua totalidade ao desenvolvimento de campos registrado no ativo imobilizado, e mensurado através do método *Multi-Period Excess Earnings*. A taxa de desconto nominal utilizada foi de 15,4%. As principais premissas utilizadas foram taxa de desconto e volume de produção.

Não houve ajustes materiais na uniformização de política contábil da adquirida para a do Grupo.

A SPE Tiêta contribuiu com receitas no valor de R\$238.691 e R\$86.765 para o lucro do Grupo para o período entre a data de aquisição e a data do relatório.

Caso a aquisição da SPE Tiêta tivesse sido concluída no primeiro dia do exercício fiscal, as receitas do Grupo para o exercício teriam sido de R\$2.861.192 e o lucro do Grupo teria sido de R\$729.120.

A variação entre a alocação preliminar no montante de R\$732.058, divulgada como evento subsequente do exercício anterior às demonstrações financeiras, e a alocação final apresentada acima refere-se, basicamente ao uso de determinadas informações preliminares dos ativos adquiridos e passivos assumidos, bem como ajustes no capital de giro que eram base de cálculo para determinar o montante total da contraprestação transferida na data de aquisição, naquela data.

8. 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.

- Almoarifado 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.

8.1 Composição e movimentação

	Consolidado				Controladora	
	31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2022	31/12/2022
<u>Imobilizado</u>						
Máquinas e equipamentos	44.800	21.934	(1.312)	18.031	83.453	69.061
Imobilizados em andamento	13.913	71.812	-	(21.940)	63.785	47.096
Direito de produção de óleo e gás (i)	2.899.035	-	(4.880)	-	2.894.155	95.629
Desenvolvimento de campos	1.133.212	482.759	-	163.151	1.779.122	1.006.288
Blocos exploratórios (ii)	-	3.766	-	-	3.766	-
Abandono de poço	69.588	25.710	(8.010)	-	87.288	15.656
Almoxarifado para inversões fixas	129.533	529.176	(137.130)	(157.457)	364.122	120.632
Adiantamentos	27.252	106.567	-	(7.031)	126.788	95.703
Outros	43.597	8.578	(112)	5.063	57.126	32.412
Total	4.360.930	1.250.302	(151.444)	(183)	5.459.605	1.482.477
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>						
Máquinas e equipamentos	(14.518)	(5.685)	1.638	-	(18.565)	(19.109)
Direito de produção de óleo e gás (i)	(267.741)	(160.491)	-	-	(428.232)	(6.130)
Desenvolvimento de campos	(698.563)	(150.427)	-	-	(848.990)	(700.696)
Abandono de poço	(7.692)	(13.013)	-	-	(20.705)	(2.897)
Outros	(21.994)	(3.855)	104	-	(25.745)	(18.483)
Total	(1.010.508)	(333.471)	1.742	-	(1.342.237)	(747.315)
<u>Custo - Intangível</u>						
Software	12.008	3.025	(172)	183	15.044	14.393
<u>Amortização</u>						
Software - amortização	(1.565)	(1.556)	74	-	(3.047)	(6.358)
Total do imobilizado e intangível	3.360.865	918.300	(149.800)	-	4.129.365	743.197

	Consolidado					Controladora
	31/12/2022	Aquisição SPE Tiêta	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2023
Imobilizado					(iii)	
Máquinas e equipamentos	83.453	27	20.557	(312)	126.075	229.800
Imobilizados em andamento	63.785	-	162.193	(11.601)	(134.611)	79.766
Direito de produção de óleo e gás (i)	2.894.155	79.373	-	-	-	2.973.528
Desenvolvimento de campos	1.779.122	872.413	575.265	(6.776)	177.174	3.397.198
Blocos exploratórios (ii)	3.766	10.493	4.726	(299)	1.110	19.796
Abandono de poço	87.288	1.725	62.238	(974)	-	150.277
Almoxarifado para inversões fixas	364.122	46.020	512.790	(183.177)	(141.966)	597.789
Adiantamentos	126.788	-	74.325	(33.055)	(111.855)	56.203
Outros	57.126	3.570	12.813	(715)	36.496	109.290
Total	5.459.605	1.013.621	1.424.907	(236.909)	(47.577)	7.613.647
Depreciação, amortização e depleção						
Máquinas e equipamentos	(18.565)	(22)	(16.265)	13	-	(34.839)
Direito de produção de óleo e gás (i)	(428.232)	(55.274)	(159.733)	-	-	(643.239)
Desenvolvimento de campos	(848.990)	(219.898)	(359.432)	-	-	(1.428.320)
Abandono de poço	(20.705)	(1.176)	(15.144)	-	-	(37.025)
Outros	(25.745)	(2.198)	(6.508)	371	3.601	(30.479)
Total	(1.342.237)	(278.568)	(557.082)	384	3.601	(2.173.902)
Custo – Intangível						
Software	15.044	1.038	3.780	(342)	6.182	25.702
Amortização						
Software - amortização	(3.047)	(953)	(2.026)	69	(3.601)	(9.558)
Total do imobilizado e intangível	4.129.365	735.138	869.579	(236.798)	(41.395)	5.455.889

- (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
Bahia	Tiêta	24.099
Potiguar	Potiguar	1.549.772
Total		<u>2.918.254</u>

- (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.

8.2 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, movido contra a Controladora.

9. FORNECEDORES

Política contábil material

Os fornecedores estão 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.

9.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Em moeda nacional	371.565	74.054	380.598	336.451
Em moeda estrangeira	2.912	10.579	2.912	14.450
Partes relacionadas (nota nº 17)	976	21.797	976	1.251
Total	<u>375.453</u>	<u>106.430</u>	<u>384.486</u>	<u>352.152</u>
Circulante	244.977	106.430	254.010	352.152
Não circulante	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.

10. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Política contábil material

Os empréstimos e financiamentos estão 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.

10.1 Composição

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
FINEP	-	331
Empréstimos bancários	923.890	670.168
Custos a amortizar	(20.910)	(14.918)
Total	902.980	655.581
Total circulante	142.772	14.011
Total não circulante	760.208	641.570

10.2 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	1.511	741.291
Efeito caixa		
Adições, líquidas dos custos de captação	643.520	643.520
Pagamentos de principal	(1.317)	(704.675)
Juros pagos	(81)	(41.581)
Efeito não caixa		
Juros provisionados	12.995	45.722
Variação cambial	(1.047)	(28.696)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	<u>655.581</u>	<u>655.581</u>
Efeito caixa		
Adições, líquidas dos custos de captação	279.030	279.030
Pagamentos de principal	(331)	(331)
Juros pagos	(57.617)	(57.617)
Efeito não caixa		
Juros provisionados	67.859	67.859
Variação cambial	(41.542)	(41.542)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	<u>902.980</u>	<u>902.980</u>

Abaixo apresentamos o cronograma de vencimento dos empréstimos classificados no não-circulante:

Empréstimos não circulante	Controladora e Consolidado
2025	152.264
2026	262.444
2027	345.500
Total	760.208

A Potiguar E&P, atualmente incorporada pela PetroReconcavo, adquiriu, em 25 de abril de 2019, empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição do polo Riacho da Forquilha. O total contratado foi de US\$232.000. O empréstimo foi integralmente pago em 2022.

Em 27 de setembro de 2022, a Companhia captou US\$126.000. As instituições financeiras credoras, lideradas pelo Banco Itaú BBA, foram Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco Safra S.A.

O financiamento terá vencimento em 60 meses a contar da data de assinatura do “*Credit Agreement*” a ser pago em oito parcelas semestrais a partir do 18º mês (inclusive) e parcela “*balloon*” de 50% do volume do empréstimo na data de vencimento, e juros remuneratórios, a partir do desembolso, correspondente à taxa de referência Term SOFR para 6 meses, acrescido de 3,70% ao ano.

Em 19 de julho de 2023, a Companhia assinou contrato de financiamento sindicalizado no valor de US\$ 60.000 com os bancos: Banco Itaú BBA S.A., Banco Santander S.A. e Banco do Brasil S.A. Para concluir a transação, a Companhia precisou arcar com custos de captação no total de R\$ 4.590. Todo o recurso foi totalmente desembolsado em 24 de julho de 2023.

O empréstimo terá vencimento em 36 meses a contar da data de assinatura, com carência de 1 ano para início da amortização, a ser paga em nove parcelas trimestrais a partir do 12º mês (inclusive) e parcela “*balloon*” de 50% do volume do empréstimo na data de vencimento. Juros remuneratórios serão pagos trimestralmente, a partir do desembolso, correspondente à taxa de referência Term SOFR para 3 meses, acrescido de 3,80% ao ano. Essa captação teve por objetivo propósitos corporativos em geral, principalmente para o pagamento da segunda parcela referente à aquisição de SPE Tiêta Ltda.

Em dezembro de 2023, a controlada operacional, também, participava dos contratos vigentes como Garantidora.

Os contratos dos empréstimos supracitados não podem ser convertidos em ações da Companhia e contêm *covenants* financeiros e não financeiros. Logo abaixo, descrevemos os principais:

- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) da Controladora 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) da Controladora não deve ser menor que R\$100.000.
- Envio do relatório de reservas, emitido por certificadora independente, em até 60 dias após o término do ano fiscal.

Em substituição às obrigações de *hedge* de petróleo, a Companhia deve manter parte de sua produção de gás natural contratada a preços pré-determinados (fixo ou piso) durante o prazo do financiamento.

O novo financiamento firmado em 2023 não altera a estrutura de *covenants* da Companhia, uma vez que manteve as regras do empréstimo anterior.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e em 31 de dezembro de 2022, a Companhia esteve em *compliance* com seus *covenants*.

Adicionalmente, a Companhia possui algumas cláusulas restritivas para distribuição de dividendos, listadas abaixo:

- Durante o exercício de 2023, a Companhia poderá declarar o máximo de 25% do lucro líquido como dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 2,00:1,00, mas não exceda 2,50:1,00. A Companhia poderá declarar o máximo de 50% do lucro líquido como

dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 1,50:1,00, mas não exceda 2,00:1,00;

- Após o exercício de 2023, nos anos que seguem, a Companhia poderá declarar o máximo de 25% do lucro líquido como dividendos, caso o índice de alavancagem consolidado esteja maior que 1,50:1,00, mas não exceda 2,50:1,00.

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.

a) 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 do exercício estão demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Lucro antes do imposto do IR e CSLL	656.224	1.158.693	728.829	1.324.600
Alíquota combinada de IR e CSLL	34%	34%	34%	34%
IR e CSLL às alíquotas da legislação	(223.116)	(393.956)	(247.802)	(450.364)
Equivalência patrimonial	210.316	325.402	-	-
Redução – incentivo fiscal	-	129	116.473	199.895
Juros sobre capital próprio	54.400	61.200	54.400	61.200
Recuperação de créditos	-	-	26.539	-
Crédito presumido de ICMS	7.188	3.725	14.790	3.725
Alíquota de tributos diferidos (i)	3.641	654	7.785	12.270
Outros	285	(2.456)	7.924	2.065
Imposto de renda e contribuição social	52.714	(5.302)	(19.891)	(171.209)

(i) 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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Provisão para abandono de poços	10.428	2.011	11.261	6.513
Instrumentos financeiros derivativos	33.807	-	33.807	131.781
Prejuízo fiscal/base negativa	66.666	13.472	106.265	13.472
Diferido sobre provisões e outros	87.358	12.627	122.793	31.019
Depleção acelerada (i)	(189.860)	-	(227.756)	(20.968)
Total de IR e CSLL diferidos	8.399	28.110	46.370	161.817
Total do tributo diferido ativo	8.399	28.110	46.370	167.840
Total do tributo diferido passivo	-	-	-	6.023

(i) A Companhia utiliza a prerrogativa estabelecida 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
2024	173.639	225.051
2025	3.359	19.425
2026	2.241	4.144
2027	81	1.971
2028 em diante	35.547	40.143
Total	214.867	290.734

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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
<u>Circulante</u>				
<u>SPE Tiêta</u>				
Valor justo através do resultado	7.116	-	7.116	-
<u>Polo Potiguar</u>				
Custo amortizado	-	-	-	156.482
<u>Polo Miranga</u>				
Custo amortizado	200.004	-	200.004	105.919
Valor justo através do resultado	133.136	-	133.136	143.485
Total circulante	340.256	-	340.256	405.886
<u>Não circulante</u>				
<u>Polo Miranga</u>				
Custo amortizado	-	-	-	212.368
Valor justo através do resultado	145.239	-	145.239	300.018
Total não circulante	145.239	-	145.239	512.386
Total	485.495	-	485.495	918.272
Total em US\$	100.282	-	100.282	179.432

12.2 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	27.903	1.263.049
Efeito não caixa		
Juros apropriados	1.328	7.672
Variação cambial	(1.643)	(75.393)
Efeito caixa		
Juros pagos	(1.374)	(3.102)
Pagamento	(26.214)	(273.954)
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

a) SPE Tiêta

Conforme descrito na nota explicativa nº 7, no dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição foi concluída.

Valor justo através do resultado:

Como parte do contrato, o valor total do *Earnout* era de até US\$36 milhões. Esses pagamentos estão vinculados ao preço do Petróleo tipo Brent nos anos de 2023 a 2025 e a outras sinergias operacionais.

Para o exercício de 2023, o valor de *Earnout* devido foi de US\$1,5 milhão (em 31 de dezembro de 2023, R\$7.116), dos US\$8,3 milhões possíveis, que está registrado pelo valor justo através do resultado. O valor do *Earnout* de 2023 deverá ser liquidado em março de 2024.

Para os anos de 2024 e 2025 os vendedores poderão receber até US\$15,7 milhões adicionais. Entretanto, nada desse valor está provisionado, pois não há expectativa que o preço referencial supere os limites contratuais. Além desse montante, existem US\$12,0 milhões 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 Potiguar

Durante o exercício de 2022, a Petroreconcavo desembolsou aproximadamente US\$31 milhões referente à extensão de algumas das concessões.

Em 31 de dezembro de 2023, todo o saldo remanescente foi liquidado.

c) Polo Miranga

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

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

Custo amortizado:

- US\$20,0 milhões pagos dezembro de 2022;
- US\$20,0 milhões pagos em dezembro de 2023;
- US\$40,1 milhões que serão pagos em dezembro de 2024.

Esses valores são atualizados a uma taxa de juros fixa de 1,5% a.a.

Valor justo através do resultado:

Como parte do contrato, a Companhia pode pagar até US\$ 85 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato. Esses estão atrelados ao preço médio do Petróleo Brent nos anos calendário de 2022, 2023 e 2024. Em 31 de dezembro de 2022 e em 31 de dezembro de 2023, a Petroreconcavo tinha registrado o valor máximo possível do passivo por entender que já havia superado os limites contratuais estabelecidos. Cada parcela, caso devido, será paga em março de cada ano subsequente à apuração. Em 2023 a controladora efetuou o pagamento de US\$27,5 milhões relacionado ao vencimento da primeira parcela contingente.

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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Processos trabalhistas	1.965	2.265	3.366	2.600
Processos fiscais	1.274	1.126	1.274	1.126
Processos regulatórios	-	-	659	-
Total	3.239	3.391	5.299	3.726

A Companhia possui 109 processos trabalhistas (63, em 31 de dezembro de 2022), sendo 41 deles classificados como perdas prováveis (em 31 de dezembro de 2022, eram 30). A maior parte destas ações trabalhistas estão vinculados a empresas terceirizadas, em que a PetroReconcavo consta como responsável subsidiária no processo. O incremento no número dos processos trabalhistas refere-se, em sua maioria, à aquisição da SPE Tiêta e os processos trabalhistas relacionados a essa controlada, conforme demonstrado na movimentação abaixo:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.443	3.443
Provisões constituídas	745	1.080
Provisões revertidas	(762)	(762)
Pagamentos efetuados	(35)	(35)
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

13.2 Perdas possíveis

A Companhia possuía em 31 de dezembro de 2023 e em 31 de dezembro de 2022, litígios com probabilidade de perda possível, com base na opinião da Administração e de seus consultores jurídicos, conforme demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Processos tributários	46.098	38.956	46.286	40.882
Processos trabalhistas	2.512	1.393	7.739	1.393
Processos regulatórios	15.363	2.273	15.367	7.486
Processos cíveis	1.660	1.390	6.795	1.405
Total	65.633	44.012	76.187	51.166

Os processos tributários 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.

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.

14.1 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2021	35.920	85.114
Constituição de provisão	-	25.710
Atualização	4.573	10.797
Reversão	(8.010)	(8.010)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	32.483	113.611
Aquisição SPE Tiêta	-	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
Total do passivo circulante	8.202	8.202
Total do passivo não circulante	176.505	181.422

15. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

Política contábil material

O Grupo utiliza instrumentos derivativos de proteção para variação nos preços de commodities (“hedge”). Estes instrumentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que os contratos são celebrados e são subsequentemente mensurados ao seu valor justo.

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 n 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.

O Grupo aplicou contabilidade de Hedge em relação ao fluxo de caixa altamente provável de vendas de petróleo. A existência de um relacionamento econômico foi determinada no momento da designação e prospectivamente através da comparação dos termos críticos do instrumento de Hedge e do item objeto de Hedge. O Grupo contratou derivativos para sua estratégia para proteção de um percentual do volume da produção estimada.

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 já que essas opções não foram determinadas como “*hedge accounting*”.

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.

15.1 Composição

A Petroreconcavo firmou contratos de compensação com as contrapartes Itaú BBA, Morgan Stanley, Goldman Sachs, Deutsche Bank e Banco ABC. Os valores justos dos derivativos são apresentados a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
NDFs	99.433	387.592
Collar	45	-
Total	99.478	387.592
Circulante	99.478	285.183
Não circulante	-	102.409

15.2 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	-	464.684
Valor justo dos instrumentos financeiros antes da liquidação	-	441.631
Liquidação de contratos de derivativos	-	(441.631)
Valor justo dos instrumentos financeiros não realizados	-	(77.092)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-	387.592
Incorporação de controladas	165.524	-
Valor justo dos instrumentos financeiros antes da liquidação	40.091	268.209
Liquidação de contratos de derivativos	(40.091)	(268.209)
Valor justo das NDFs não realizadas	(66.091)	(288.159)
Valor justo do Collar não realizado	45	45
Saldo em 31 de dezembro de 2023	99.478	99.478

Em relação aos requisitos para a efetividade do Hedge *das* NDFs, a Administração concluiu que:

- Existe relação econômica entre o item protegido e o instrumento de Hedge.
- O efeito de risco de crédito não influencia de maneira significativa as alterações no valor justo da relação econômica dos instrumentos de Hedge.

O índice de Hedge da relação de proteção é de 1:1 e é o mesmo que aquele resultante da quantidade do item protegido que a Companhia efetivamente protege e a quantidade do instrumento que a Companhia efetivamente utiliza para proteger a quantidade de item protegido.

16. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

16.1 Capital Social

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022 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
2022	293.056.784	2.903.102	(260)	(113.140)	38.468	2.828.170
2023	293.338.126	2.905.941	(495)	(113.140)	38.468	2.830.774

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

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022 as ações estavam assim distribuídas:

Acionista	PetroReconcavo	
	31/12/2023	31/12/2022
Fundos geridos pelo Opportunity	68.753.289	63.930.089
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	57.536.716	67.536.716
Eduardo Cintra Santos	16.527.177	14.749.105
Fundos geridos pela Atmos	14.876.100	-
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	12.523.304	12.523.304
Outros acionistas	123.121.540	134.317.570
Total	293.338.126	293.056.784
Ações em tesouraria	(225.996)	(282.244)
Total líquido de ações em tesouraria	293.112.130	292.774.540

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia recomprou 200.000 ações (em 2022 recomprou 345.000) e entregou ou vendeu 256.248 (2022, 205.765) ações ordinárias para executivos e colaboradores estratégicos da Companhia, como parte de programas de remuneração baseados em ações.

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia mantinha 225.996 ações em tesouraria (282.244 em 31 de dezembro de 2022) ao preço médio de R\$22,49, totalizando R\$5.084 (R\$6.793 em 31 de dezembro de 2022).

a) Movimentação do Capital Social

Evento	Reunião	Data	Ações	Valor
Saldo		31/12/2021	248.517.120	1.863.916
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	25/02/2022	17.968	189
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	06/04/2022	45.000	333
Follow on	Reunião do Conselho de Administração	14/06/2022	44.000.000	1.034.000
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	02/09/2022	48.972	516
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	29/09/2022	101.636	1.028
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	27/10/2022	248.238	2.461
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	12/12/2022	42.850	400
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	22/12/2022	35.000	259
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

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.

b) Crédito presumido de ICMS

O grupo goza de benefício fiscal de crédito presumido de ICMS no estado da Bahia à alíquota de 3,43% (4,24% no exercício findo em 31 de dezembro de 2022) sobre a receita bruta. O benefício foi outorgado para a Companhia nos meses de julho de 2022 e janeiro de 2023.

A diferença entre o valor do crédito presumido e os créditos obtidos no curso normal das suas operações é reconhecida no resultado do exercício, não tributada para fins de imposto de renda e contribuição social, e, após apuração do lucro do exercício, é transferido para a reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros), conforme previsto pela legislação fiscal vigente. Essa reserva somente poderá ser utilizada para aumentar o capital ou absorver prejuízos.

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 2023, a Companhia constituiu reserva de investimento e expansão no montante de R\$ 487.561 (em 2022 R\$ 771.240).

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 2023, a Companhia constituiu reserva legal no montante de R\$35.447 (em 2022, R\$ 57.670).

16.5 Resultado por ação

	PetroReconcavo	
	31/12/2023	31/12/2022
Resultado líquido	708.938	1.153.391
Média ponderada de ações emitidas	292.920.165	272.624.807
Resultado básico por ação - R\$	2,420	4,231
Média ponderada das ações e das opções de ações emitidas	293.190.718	273.452.140
Resultado diluído por ação - R\$	2,418	4,218

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

	31/12/2023	31/12/2022
Resultado líquido	708.938	1.153.391
Reserva legal	(35.447)	(57.670)
Reserva de incentivo fiscal	(7.442)	(11.084)
Base para cálculo	666.049	1.084.637
Percentual	25%	25%
Dividendos mínimos obrigatórios	166.512	271.159
Juros sobre capital próprio líquido de IR retido	(149.153)	(167.533)
Dividendos mínimos obrigatórios	17.359	103.626
Dividendos adicionais propostos	-	26.374
Total de dividendos propostos	17.359	130.000

b) Movimentação dos dividendos

	31/12/2023	31/12/2022
Saldo Inicial	132.790	40.566
Dividendos mínimos obrigatórios	17.359	103.626
Dividendos adicionais propostos	-	26.374
Juros sobre capital próprio líquido de IR retido	149.153	167.533
Pagamentos	(281.943)	(205.309)
Saldo Final	17.359	132.790
Total de dividendos mínimos propostos no passivo circulante	17.359	106.416
Total de dividendos adicionais propostos no Patrimônio Líquido (a)	-	26.374

(a) Os dividendos adicionais propostos estão sujeitos à aprovação dos acionistas em assembleia e não foram incluídos como passivo nestas demonstrações financeiras. Os dividendos adicionais propostos são mantidos no patrimônio líquido, em conta específica, conforme ICPC 08 (R1) até a deliberação definitiva que vier a ser tomada pelos acionistas da Companhia.

16.7 Pagamentos baseados em ações

a) Ações diferidas

Em 31 de dezembro de 2023, o efeito no resultado, líquido da entrega de ações, foi de R\$8.807 (R\$7.995 em 31 de dezembro de 2022).

- Benefício extraordinário e benefício de 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 justo	Valor do "vested"	
					31/12/2023	31/12/2022
Benefício extraordinário – 3º parcela (i)	-	25/06/2021	25/06/2023	3.926	-	2.838
Benefício extraordinário – 4º parcela (i)	200.402	25/06/2021	25/06/2024	3.926	3.034	1.802
Benefício metas anuais – 2020	233.064	25/06/2021	25/06/2024	4.566	3.529	1.985
ILP 2022 - Parcelas Retenção e TSR	629.696	31/05/2022	2023 – 2025	25.483	10.955	5.386
ILP 2023 - Parcelas Retenção e TSR (ii)	617.653	17/04/2023	2024 – 2026	13.089	3.300	-
Total	1.680.815			50.990	20.818	12.011

(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) O Conselho de Administração aprovou a outorga de 30.024 ações ordinárias a novos participantes contratados pela Companhia após a aprovação do Programa Parcelas Retenção e TSR 2023.

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 2023. As quantidades de opções são aquelas remanescentes e não exercidas.

Data de emissão	Quantidade residual	Outorga	Validade	Preço de exercício (R\$)	Valor justo (R\$)
28/08/2014	55.000	20/08/2014	19/08/2024	21,41	16,99
13/05/2016	17.000	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 os períodos de carência expiraram durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Nos doze meses findos em 31 de dezembro de 2023, foram exercidas 140.671 opções (2022, 269.832) e zero opções foram canceladas (2022, zero). A Companhia recebeu em 2023 R\$2.344 (2022, R\$4.927) referente ao exercício dessas opções e possui R\$495 a receber a título de capital subscrito a integralizar. Não houve opções expiradas durante o exercício de 2023 e de 2022.

16.8 Ajustes de avaliação patrimonial

Em 2023, 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\$190.185 (R\$50.879, em 31 de dezembro de 2022).

17. PARTES RELACIONADAS

17.1 Saldos e Transações

Saldos	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Outros ativos:				
Controladas (i)	5.084	98.562	-	-
Grupo PERBRAS	-	5	-	5
Outros	-	14	-	-
Total de outros ativos	5.084	98.581	-	5
Dividendos a pagar	17.539	106.416	17.539	106.416
Dividendos a receber:				
Controlada	11.316	179.502	-	-
Total de dividendos a receber	11.316	179.502	-	-
Fornecedores:				
Controladas (i)	-	21.034	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	927	720	927	1.208
Grupo PetroSantander (iii)	49	43	49	43
Total fornecedores	976	21.797	976	1.251

Transações – Receitas (despesas)	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Controladas (i)	121.457	96.035	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	(9.024)	(7.866)	(14.225)	(16.836)
Grupo PetroSantander (iii)	(1.221)	(509)	(1.221)	(509)
Rateios (iv)	107.573	98.634	-	-
Total	218.785	186.294	(15.446)	(17.345)

(i) Refere-se à 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 despesas administrativas corporativas.

17.2 Remuneração da administração

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Benefícios - Diretoria (i)	7.710	4.748	7.737	4.777
Benefícios - Conselho de Administração (i)	4.562	4.354	4.562	4.354
Outros benefícios (ii)	245	219	245	219
Participação nos lucros	5.875	4.227	5.875	4.227
Pagamento baseado em ações (iii)	7.880	10.131	7.880	10.131
Subtotal	26.272	23.679	26.299	23.708
Encargos sociais (iv)	5.008	5.499	5.013	5.504
Total	31.280	29.178	31.312	29.212

- (i) Refere-se ao pró-labore, líquido de encargos sociais, dos diretores estatutários e dos conselheiros da Companhia.
- (ii) Refere-se às contribuições feitas pela Companhia em plano de previdência privada.
- (iii) Referem-se a pagamentos e ao *vesting*, líquido de encargos, dos programas descritos na nota explicativa nº16.7.
- (iv) Referem-se aos encargos sociais de ônus do empregador referente à remuneração dos diretores estatutários e conselheiros da Companhia.

A remuneração do Conselho de Administração é determinada pelos acionistas. Em 26 de abril de 2023, os acionistas definiram, em Assembleia Geral Ordinária, a remuneração máxima para o exercício de 2023 no montante de R\$33.198 (R\$25.426, 2022), 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 55 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” e Pagamento aos proprietários de terra.	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 2023, R\$207.431 e 31 de dezembro de 2022, R\$240.876). 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 2023, R\$30.409 e 31 de dezembro de 2022, R\$28.707).
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 prospecção
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-742	Processo de assinatura da concessão
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-793	Processo de assinatura da concessão
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 DE VENDAS

Política contábil material

A Companhia examina os contratos com seus clientes relacionados à comercialização de petróleo, gás natural e seus subprodutos. 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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
<u>Receita bruta:</u>				
Venda de Petróleo	662.883	576.895	2.330.376	2.658.964
Venda de Gás e subprodutos	230.040	88.452	1.252.545	1.548.074
Contrato de Hedge	(40.091)	-	(268.209)	(441.631)
Total	<u>852.832</u>	<u>665.347</u>	<u>3.314.712</u>	<u>3.765.407</u>
<u>(-) Deduções sobre a receita</u>	(87.515)	(70.966)	(500.351)	(789.468)
Receita líquida	<u>765.317</u>	<u>594.381</u>	<u>2.814.361</u>	<u>2.975.939</u>

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Pessoal	(127.164)	(61.795)	(275.275)	(228.024)
Serviços e Materiais	(220.869)	(160.549)	(395.910)	(254.625)
Eletricidade	(39.988)	(35.620)	(77.230)	(73.877)
Vendas	(16.143)	-	(40.495)	-
Outras	(24.115)	12.493	(36.083)	(52.494)
Compra/"Swap" de gás	(27.335)	(23.486)	(98.194)	(204.095)
Escoamento de gás	(5.668)	-	(23.896)	(11.482)
Processamento de gás	(32.408)	-	(183.152)	(102.055)
Transporte de gás	(35.210)	(7.545)	(168.142)	(128.180)
Royalties	(57.064)	(47.783)	(237.840)	(240.876)
Depleção, depreciação e amortização	(148.639)	(74.539)	(598.327)	(351.220)
Total	(734.603)	(398.824)	(2.134.544)	(1.647.028)
Custo dos produtos vendidos	(637.812)	(409.333)	(1.916.661)	(1.534.412)
Gerais e administrativas	(95.237)	(27.137)	(214.063)	(110.377)
Outras receitas (despesas) líquidas	(1.554)	37.646	(3.820)	(2.239)
Total	(734.603)	(398.824)	(2.134.544)	(1.647.028)

21. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Receitas financeiras				
Juros, rendimentos e outros	32.427	17.575	65.949	29.035
Total receitas financeiras	32.427	17.575	65.949	29.035
Despesas financeiras				
Juros com empréstimos	(68.694)	(14.548)	(69.661)	(51.480)
Outros juros	(9.304)	(6.557)	(23.110)	(19.906)
Despesas bancárias e outras	(13.031)	(2.446)	(16.102)	(38.059)
Total despesa financeira	(91.029)	(23.551)	(108.873)	(109.445)
Varição cambial				
Varição cambial ativa	90.755	19.857	121.102	151.659
Varição cambial passiva	(25.219)	(2.055)	(29.166)	(4.849)
Total variação cambial	65.536	17.802	91.936	146.810
Total	6.934	11.826	49.012	66.400

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 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 endividamentos bancários (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 e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência. 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	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Ativos financeiros					
<u>Custo amortizado (i)</u>					
Caixa e equivalentes de caixa	4	110.834	83.601	197.184	361.028
Aplicações financeiras	4	310.172	1.233.639	310.172	1.250.163
Contas a receber de clientes	5	387.964	56.166	416.528	440.097
Dividendos a receber	17	11.316	179.502	-	-
Passivos financeiros					
<u>Custo amortizado (i)</u>					
Fornecedores	9	375.453	106.430	384.486	352.152
Empréstimos e financiamentos	10	902.980	655.581	902.980	655.581
Dividendos a pagar	17	17.359	106.416	17.359	106.416
Valores a pagar por aquisições	12	200.004	-	200.004	474.769
<u>Valor justo através do resultado abrangente (ii)</u>					
Instrumentos financeiros derivativos	15	99.433	-	99.433	387.592
<u>Valor justo através do resultado (ii)</u>					
Valores a pagar por aquisições	12	285.491	-	285.491	443.503
Instrumentos financeiros derivativos	15	45	-	45	-

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

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

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, os objetivos da Companhia, políticas e processos para a mensuração e gerenciamento de risco, e o gerenciamento de capital da Companhia.

Estrutura do gerenciamento de risco

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

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.

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 risco são fornecidas por agências de classificação independentes. A exposição do Grupo e as classificações de crédito das suas contrapartes são continuamente monitoradas.

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.

Desde janeiro de 2022, a Companhia passou a ser capaz de agregar novos *players* à sua base de clientes. O Novo Mercado do Gás possibilitou o acesso de produtores a Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN’s) e, conseqüentemente, a possibilidade da venda do gás natural e seus derivados a um pool mais amplo de empresas.

Em dezembro de 2023, cerca de 76% da receita do grupo estava concentrada com clientes que representaram mais do que 10% da receita do ano. As três maiores concentrações representaram, 44%, 17% e 15% do total da receita.

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) de principal e juros dos financiamentos e dos instrumentos financeiros, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2024	2025	2026	2027	Total
Empréstimos e financiamentos	196.494	211.592	305.654	371.211	1.084.951
Instrumentos financeiros derivativos	101.381	-	-	-	101.381
Valores a pagar por aquisições	349.338	154.151	-	-	503.489
Fornecedores (i)	254.010	-	-	-	254.010
Valores a pagar de arrendamentos	32.887	10.570	-	-	43.457

(i) Conforme divulgado na nota explicativa nº 9, 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.

c) Risco de mercado

- Taxa de câmbio

Em 2023, 97% (31 de dezembro de 2022, 77%) 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, com objetivos e detalhes já descritos na seção de Empréstimos e Financiamentos.

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 2023, o Grupo havia reconhecido um passivo total de US\$100.282 (US\$ 179.432 em 2022).

Atualmente o Grupo não possui instrumentos financeiros derivativos para se proteger contra variações na taxa de câmbio. Entretanto, o Grupo mantém aplicações financeiras em fundos cambiais para reduzir sua exposição a passivos em dólar.

Controladora e Consolidado						
	Risco	Taxa (a)	Exposição R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,0000	290.012	299.520	362.517	435.020
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,0000	485.495	501.410	606.869	728.243
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,0000	923.890	954.176	1.154.863	1.385.835
Efeito líquido no resultado				(36.693)	(279.842)	(559.685)

(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 2023 a taxa era de R\$4,8413.

(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 2023.

- 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) 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>						
Caixa e equivalente de caixa e Aplicações financeiras	Baixa do CDI	9,00%	113.637	123.864	121.307	118.751
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,96%	220.028	228.745	226.566	224.386
Efeito no resultado				(5.673)	(10.408)	(15.144)
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Alta da SOFR	5,162%	923.890	923.383	926.417	928.945
Efeito no resultado				507	(2.527)	(5.055)

		Consolidado				
	Risco	Taxa (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Caixa e equivalente de caixa e Aplicações financeiras	Baixa do CDI	9,00%	199.770	217.749	213.254	208.760
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,96%	220.028	228.745	226.566	224.386
Efeito no resultado				(8.041)	(14.715)	(21.389)
<u>Passivo</u>						
Empréstimos e financiamentos	Alta da SOFR	5,162%	923.890	923.383	926.417	928.945
Efeito no resultado				507	(2.527)	(5.055)

(a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas no Banco Central do Brasil e no Ice. Para o CDI, utilizamos como referência a expectativa do Bacen para 2024, enquanto para a Sofr, utilizamos a taxa projetada para dezembro de 2024.

(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 2023.

- Preços das *commodities*

Em 2023, 72% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (31 de dezembro de 2022, 74%).

Vale ressaltar que parte dos contratos de gás não possui relação direta ao preço do petróleo. Além disso, a maior parte dos contratos que estão 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 1.796 mil barris (32% da produção líquida de petróleo do período) em 31 de dezembro de 2023 (31 de dezembro de 2022, 1.997 mil barris, 47% da produção líquida de petróleo do período) a um preço médio nas NDFs de US\$52,7/bbl em 31 de dezembro de 2023 (31 de dezembro de 2022, US\$54,9/bbl).

Controladora						
Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)	
Receita bruta - Óleo	Baixa do Brent	78,53	662.883	640.549	542.370	419.966
Receita bruta - Gás	Baixa do Brent	78,53	230.040	228.516	222.343	214.646
Hedge	Baixa do Brent	78,53	(40.091)	(33.092)	(8.278)	22.659
Total			852.832	835.973	756.435	657.271
Provável efeito no resultado				(16.859)	(96.397)	(195.561)

Consolidado						
Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)	
Receita bruta - Óleo	Baixa do Brent	78,53	2.330.376	2.224.188	1.788.976	1.246.383
Receita bruta - Gás	Baixa do Brent	78,53	1.252.545	1.226.496	1.127.317	1.036.947
Hedge	Baixa do Brent	78,53	(268.209)	(232.372)	(83.641)	101.786
Total			3.314.712	3.218.312	2.832.652	2.385.116
Provável efeito no resultado				(96.400)	(482.060)	(929.596)

(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.

As tabelas a seguir descrevem os contratos de NDFs e opções em aberto no final do exercício findo em 31 de dezembro de 2023:

Controladora e Consolidado			
NDF	Preço médio (US\$)	Quantidade (bbl)	Valor justo
	31/12/2023	31/12/2023	31/12/2023
Menos de 3 meses	56,03	444.750	(50.021)
De 3 a 6 meses	60,13	236.000	(20.979)
De 6 a 12 meses	59,66	331.500	(28.433)
Total		1.012.250	(99.433)

Controladora e Consolidado				
Zero cost collar	Preço médio (US\$)		Quantidade (bbl)	Valor justo
	31/12/2023	31/12/2023	31/12/2023	31/12/2023
Menos de 3 meses	-	-	-	-
De 3 a 6 meses	65,00	87,40	135.000	(11)
De 6 a 12 meses	65,00	85,32	540.000	(34)
Total			675.000	(45)

23. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia mantém política de monitoramento dos riscos inerente às suas operações. Em 31 de dezembro 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

Modalidades	Moeda	Valor em Risco		Valor Máximo Indenizável	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Riscos ambientais	US\$	6.050	6.050	6.050	6.050
Danos materiais	US\$	272.726	45.543	25.100	25.100
Responsabilidade civil	US\$	3.000	3.000	3.000	3.000
D&O Empresarial	R\$	120.000	120.000	120.000	120.000
Riscos de Crédito	R\$	1.920.000	-	320.000	-

24. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O Grupo desenvolve atividades única e exclusivamente de extração de Petróleo e Gás (E&P), na venda de produtos, 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

Em 2023 e 2022, a Companhia realizou as seguintes transações que não envolveram caixa, portanto estas não estão refletidas nas demonstrações de fluxos de caixas.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Adições por novos contratos IFRS 16	27.319	9.749	41.183	37.679
Dividendos a receber	11.316	175.487	-	-
Dividendos e JSCP propostos e não pagos	17.359	106.416	17.359	106.416
Integralização de capital de investida com AFAC	-	16.500	-	-
Contraprestação contingente - SPE Tiêta	7.702	-	7.702	-
Incorporação de controladas	2.790.176	-	-	-
<u>Transações com impacto no imobilizado:</u>				
Adições de provisão para abandono de poços	59.699	-	62.238	25.710
Reversões de provisão para abandono de poços	-	(8.010)	-	(8.010)
Reclassificação de ICMS CIAP	-	-	(41.395)	-
Total	2.913.571	300.142	87.087	161.795

Os ativos e passivos incorporados na operação do dia 31 de outubro de 2023, ver nota nº 1, e os ativos adquiridos e passivos assumidos na aquisição da SPE Tiêta detalhados na nº 7.3 não geraram efeitos no fluxo de caixa, exceto pelos caixas incorporados e adquiridos, respectivamente.

26. EVENTOS SUBSEQUENTES

26.1 Procedimento arbitral da Companhia

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 muito inicial, tendo sido apresentado apenas o Requerimento de Arbitragem (em 24 de janeiro de 2024) com a indicação de árbitro, a parte adversa ainda não apresentou resposta ao Requerimento.

Considerando que o Tribunal Arbitral ainda não está constituído, a PetroReconcavo ainda não apresentou as suas Alegações Iniciais com a liquidação dos seus pleitos e a parte adversa também não apresentou a resposta às Alegações Iniciais da PetroReconcavo e eventual pedido contraposto, 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.

26.2 “Waiver” de obrigações contratuais com intuições financeiras

A Companhia obteve das instituições financeiras credoras do contrato de financiamento “waiver” para não enviar seu relatório de reservas no dia 29 de fevereiro de 2024. A nova data limite é dia 15 de abril de 2024. Não houve impacto nas demonstrações financeiras.