



**DIVULGAÇÃO  
DOS RESULTADOS**

# **Quarto Trimestre de 2023 e Anual 2023**

**Teleconferência de  
Resultados do 4T23 & 2023**

Quarta-feira, 6 de março de 2024  
11h | horário local  
Para assistir, clique **aqui**

**RECV**  
B3 LISTED NM

 ***PetroReconcavo***

## Sumário

1. Destaques .....	2
2. Mensagem da Administração .....	3
3. Principais Eventos do 4T23 .....	5
4. Operacional .....	6
4.1. Produção .....	6
4.2. Sondas e Serviços (RSO) .....	7
4.3. Comercialização .....	8
5. Financeiro .....	10
5.1. Demonstrações Financeiras .....	10
5.2. Investimento .....	14
5.3. Endividamento .....	15
5.4. Hedge .....	16
6. Sustentabilidade .....	17
7. Performance da Ação .....	18
8. Portfólio e Reservas de Ativos .....	18
9. Relacionamento com os Auditores Independentes .....	19
10. Anexo .....	20

## 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.

<b>Principais Indicadores</b> (R\$ Mil *)	<b>4T23</b>	<b>3T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ%</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ%</b>
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 m<sup>3</sup>/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.

<b>Produção</b> (boe/dia)	<b>4T23</b>	<b>3T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ%</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ%</b>
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%
<b>Ativo Potiguar</b>	<b>12.747</b>	<b>15.300</b>	<b>-17%</b>	<b>13.131</b>	<b>-3%</b>	<b>13.688</b>	<b>11.961</b>	<b>14%</b>
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%
<b>Ativo Bahia</b>	<b>12.644</b>	<b>12.657</b>	<b>0%</b>	<b>9.941</b>	<b>27%</b>	<b>12.272</b>	<b>9.326</b>	<b>32%</b>
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%
<b>Total</b>	<b>25.391</b>	<b>27.958</b>	<b>-9%</b>	<b>23.072</b>	<b>10%</b>	<b>25.960</b>	<b>21.287</b>	<b>22%</b>

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.

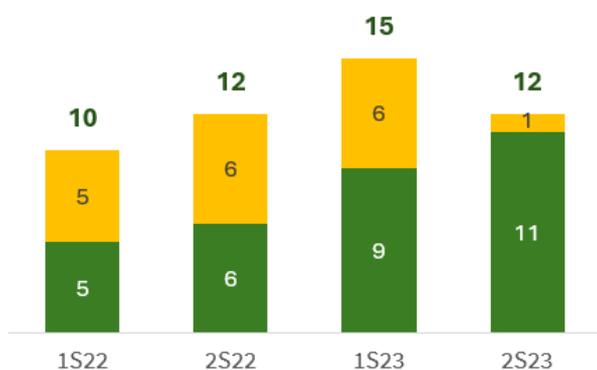
## 4.2. Sondas e Serviços (RSO)

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 sondas e serviços ao longo do ano.

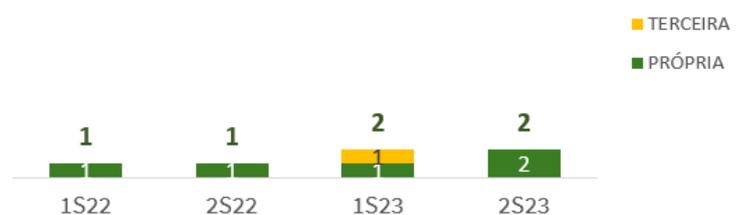
Com relação a frota de Sondas, a Companhia dispõe de 12 Sondas de *Workover*, sendo seis no Ativo Bahia e seis no Ativo Potiguar, além de duas Sondas de Perfuração, ambas atualmente em operação no Ativo Potiguar. É esperada a chegada de uma terceira sonda de perfuração habilitada para projetos de poços 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 Sondas 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 sondas e linhas de serviços:

Quantidade de Sondas de Workover



Quantidade de Sondas 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 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>/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.

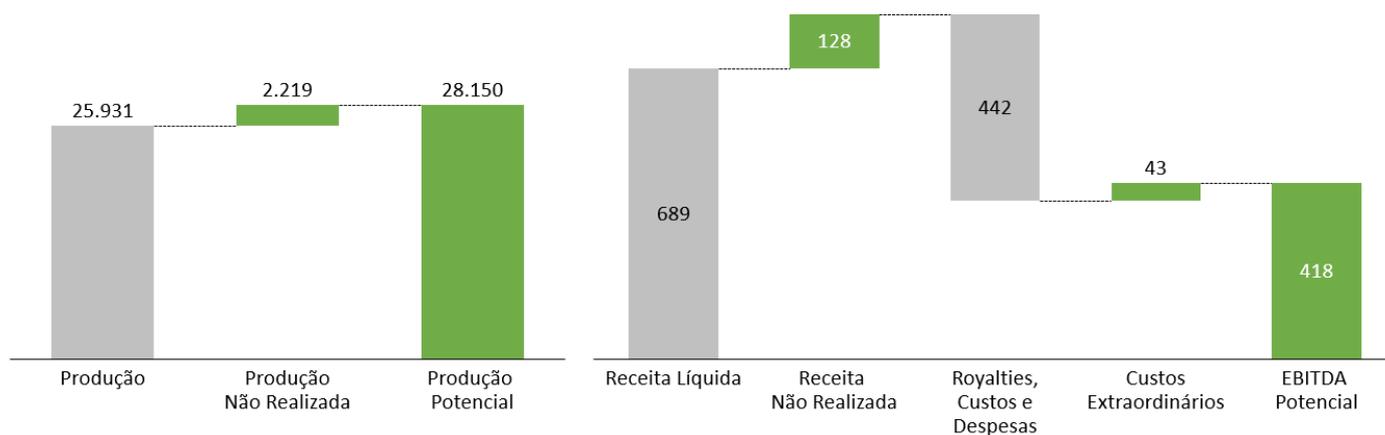
### **Líquidos de Gás Natural**

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.

<b>Demonstração de Resultados</b> (R\$ Mil)	<b>4T23</b>	<b>3T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ%</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ%</b>
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%
<b>EBITDA</b>	<b>246.736</b>	<b>377.334</b>	<b>-35%</b>	<b>391.377</b>	<b>-37%</b>	<b>1.278.144</b>	<b>1.609.420</b>	<b>-21%</b>
Depreciação, Amortização e Depleção	(166.796)	(182.422)	-9%	(83.600)	100%	(598.327)	(351.220)	70%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>79.940</b>	<b>194.912</b>	<b>-59%</b>	<b>307.777</b>	<b>-74%</b>	<b>679.817</b>	<b>1.258.200</b>	<b>-46%</b>
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.
<b>Resultado Líquido</b>	<b>186.687</b>	<b>145.097</b>	<b>29%</b>	<b>408.639</b>	<b>-54%</b>	<b>708.938</b>	<b>1.153.391</b>	<b>-39%</b>

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.

<b>Receita Líquida</b> (R\$ Mil)	<b>4T23</b>	<b>3T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ%</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ%</b>
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%
<b>Receita Líquida com Petróleo</b>	<b>472.559</b>	<b>500.179</b>	<b>-6%</b>	<b>413.355</b>	<b>14%</b>	<b>1.812.867</b>	<b>1.743.416</b>	<b>4%</b>
<b>Receita Líquida com Gás natural e subprodutos</b>	<b>216.447</b>	<b>247.651</b>	<b>-13%</b>	<b>363.251</b>	<b>-40%</b>	<b>1.001.494</b>	<b>1.232.523</b>	<b>-19%</b>
<b>Receita Líquida Total</b>	<b>689.006</b>	<b>747.829</b>	<b>-8%</b>	<b>776.606</b>	<b>-11%</b>	<b>2.814.361</b>	<b>2.975.939</b>	<b>-5%</b>

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%
<b>Custos e Despesas Totais</b>	<b>384.998</b>	<b>302.224</b>	<b>27%</b>	<b>333.784</b>	<b>15%</b>	<b>1.298.377</b>	<b>1.125.643</b>	<b>15%</b>

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.

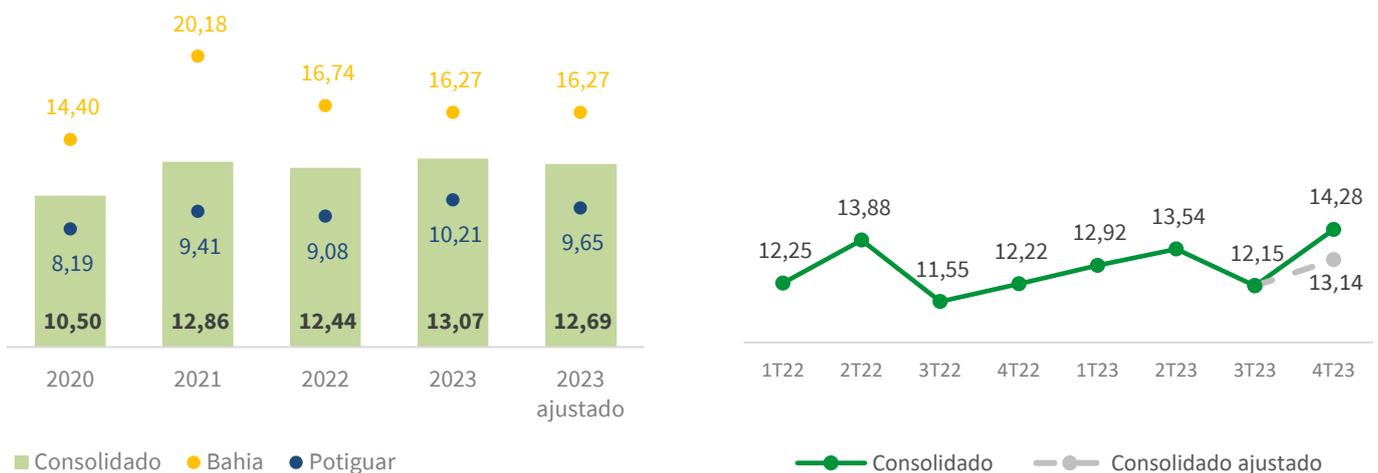
### Lifting cost

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

<b>Demonstração de Fluxo de Caixa</b> (R\$ Mil)	<b>4T23</b>	<b>3T23</b>	<b>Δ%</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ%</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ%</b>
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%
<b>Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais</b>	<b>308.187</b>	<b>363.262</b>	<b>-15%</b>	<b>411.167</b>	<b>-25%</b>	<b>1.391.806</b>	<b>1.506.150</b>	<b>-8%</b>
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%
<b>Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento</b>	<b>72.447</b>	<b>(267.098)</b>	<b>-127%</b>	<b>(208.252)</b>	<b>-135%</b>	<b>(861.171)</b>	<b>(1.799.094)</b>	<b>-52%</b>
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%
<b>Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento</b>	<b>(261.930)</b>	<b>(107.891)</b>	<b>143%</b>	<b>(346.864)</b>	<b>-24%</b>	<b>(694.726)</b>	<b>436.216</b>	<b>n.m.</b>
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	447	n.m.	310	-100%	247	597	-59%
<b>Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>118.704</b>	<b>(11.280)</b>	<b>n.m.</b>	<b>(143.639)</b>	<b>n.m.</b>	<b>(163.844)</b>	<b>143.869</b>	<b>n.m.</b>

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.

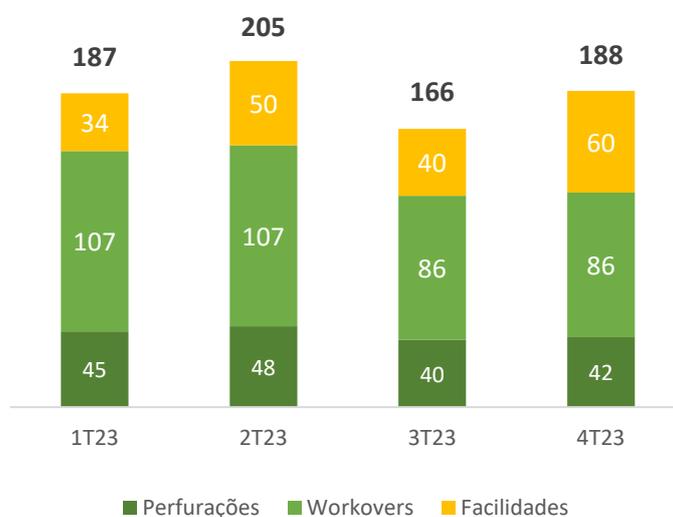
<b>Capex</b> (R\$ Mil)	<b>1T23</b>	<b>2T23</b>	<b>3T23</b>	<b>4T23</b>	<b>2023</b>
Desenvolvimento de Reservas	187	205	166	188	746
Almojarifado para inversões fixas	78	52	55	2	186
Gastos exploratórios	2	-	2	2	6
Demais ativos fixos e intangíveis	67	38	37	9	151
<b>Capex Total</b>	<b>334</b>	<b>295</b>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

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.

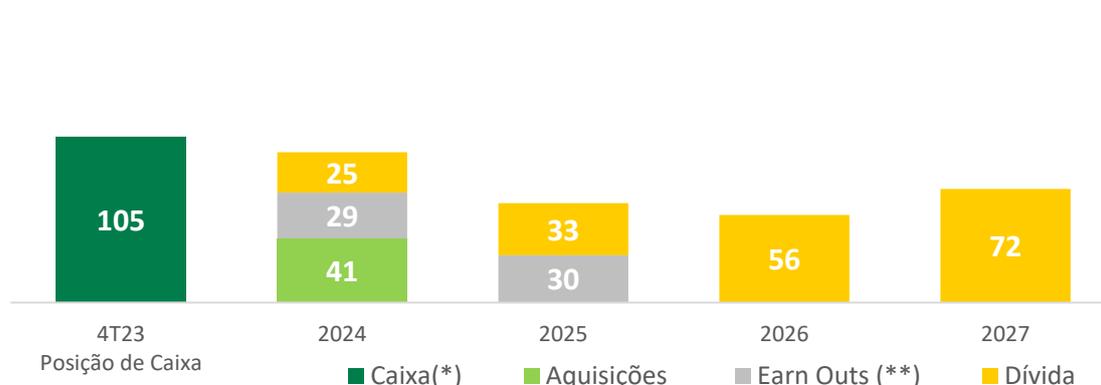
A Dívida Líquida era de R\$ 881 milhões. Em 31 de dezembro, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$ 507 milhões, 69% menor que o ano anterior.

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.

<b>Endividamento Líquido</b> (R\$ Mil)	<b>31/12/2023</b>	<b>31/12/2022</b>	<b>Δ%</b>
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%
<b>Dívida bruta</b>	<b>1.388.475</b>	<b>1.573.853</b>	<b>-12%</b>
Caixa e Equivalentes de caixa	197.184	361.028	-45%
Aplicações Financeiras	310.172	1.250.163	-75%
<b>Posição de Caixa</b>	<b>507.356</b>	<b>1.611.191</b>	<b>-69%</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>881.119</b>	<b>(37.338)</b>	<b>n.m.</b>
EBITDA últimos 12 meses	1.278.144	1.609.420	-21%
<b>Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses</b>	<b>0,69 x</b>	<b>-0,02 x</b>	<b>0,71 x</b>

#### 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*:

<b>NDF</b>	<b>Preço médio</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Valor justo</b>
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)
<b>Total</b>	<b>58,18 *</b>	<b>1.012.250</b>	<b>(99.433)</b>

\* 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.

<b>ZCC</b>	<b>Preço médio (US\$/bbl)</b>		<b>Quantidade</b>	<b>Valor justo</b>
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)
<b>Total</b>	<b>65,00</b>	<b>85,74 *</b>	<b>675.000</b>	<b>(45)</b>

\* 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.

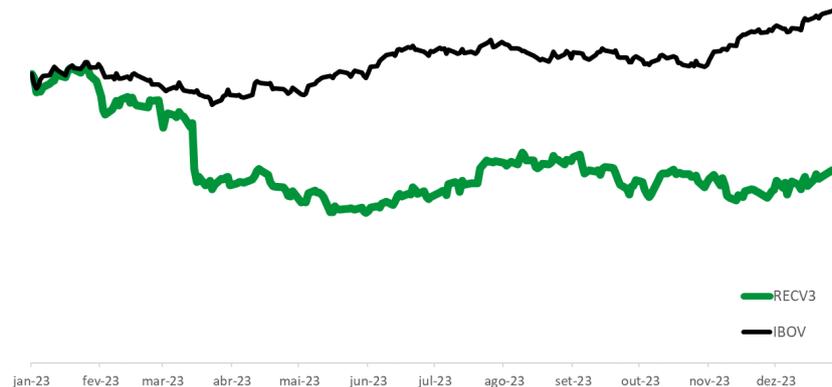
No último trimestre foi iniciada a Academia de Líderes, um programa de desenvolvimento para fortalecer e capacitar a liderança, além de lançar programas internos de desenvolvimento para o Jovem Aprendiz e Estagiários, e o Programa de Trainees 2023.

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.

<b>2P - Provadas + Prováveis</b>	<b>Petróleo</b> MMBOE	<b>Gás</b> MMBOE	<b>Total</b> 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
<b>Total 2P Gross WI</b>	<b>97,0</b>	<b>73,8</b>	<b>170,8</b>

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 m<sup>3</sup> de gás equivale a 6,2897 barril de óleo equivalente (boe);
- Lifting Cost (US\$/boe): Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, ajustados pela movimentação de estoques de petróleo e gás natural, excluindo-se os custos com 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).