



Relatório Anual contendo o Relatório da  
Administração e as Demonstrações Financeiras  
em 31 de dezembro de 2023 e 2022 com  
Relatório dos Auditores Independentes

# Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	43
Balanço patrimonial	48
Demonstração do resultado	50
Demonstração do resultado abrangente	51
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	52
Demonstração dos fluxos de caixa	53
Demonstração do valor adicionado	54
Notas explicativas às demonstrações financeiras	55

## Mensagem da Administração

Ao longo do ano de 2023, os pilares estratégicos de nossa tese de investimento se solidificaram, realçando as inúmeras oportunidades inerente ao nosso portfólio. De um lado, a relevância dos ativos *onshore*, que nos permite ter maior previsibilidade de produção e receitas, baixa complexidade operacional e flexibilidade para ajustar os projetos de investimento de acordo com a curva de futura de petróleo no curto e médio prazo. Do outro, os projetos *offshore* da Companhia nos proporcionam escala e um enorme potencial de incremento de produção nos próximos anos. Em função da baixa fração recuperada do campo de Papa Terra, no longo prazo, este projeto também poderá desempenhar um importante papel na reposição de reservas, garantindo longevidade à Companhia. Esta combinação de ativos, somada à logística otimizada, independência de terceiros e infraestrutura própria em todo o portfólio, transformaram a 3R em uma empresa única: a maior e mais integrada produtora de óleo e gás *onshore* do Brasil e uma das maiores empresas independentes do setor na América Latina.

Nesse contexto, estamos preparando a Companhia para assumir, cada vez mais, um papel de protagonismo e liderança em projetos de revitalização em campos maduros e incremento de produção no país, integrando um seleto grupo de empresas que vai suportar o ganho de competitividade da indústria de O&G nacional e, conseqüentemente, fomentar a geração de benefícios que se estendem por toda a sociedade brasileira, com geração de receitas para a União, estados, municípios e proprietários de terras, por meio do pagamento de royalties, impostos e taxas atrelados aos nossos negócios. Vale reforçar que a nossa presença em território nacional gera oportunidades para impactar positivamente a dinâmica econômica e social de diversos municípios onde atuamos, com relevante geração de emprego e renda, impulsionando o desenvolvimento da indústria, fornecedores e do comércio local, especialmente em áreas que historicamente apresentam baixo índice de desenvolvimento humano.

A conclusão da aquisição do Polo Potiguar mudou a escala e o potencial estratégico da nossa tese e foi o principal marco atingido em 2023. Com a incorporação do ativo, a 3R superou os 500 milhões de barris de reserva 2P, alcançou uma produção diária recorde em dezembro, com mais de 47 mil barris de óleo equivalente, e se estabeleceu como o maior produtor da Bacia Potiguar. Hoje, além das concessões de óleo e gás, controlamos ainda a principal infraestrutura de escoamento, tratamento, estocagem e refino da região, permitindo uma operação eficiente e verticalizada, que atende não só aos nossos ativos como também aos demais produtores independentes localizados na mesma bacia. Capacidade própria de estocagem para mais de 20 dias de produção, logística baseada em modal dutoviário e um terminal privado para exportação e cabotagem por meio de navios de média e grande capacidade são diferenciais estratégicos dificilmente observados em qualquer outro portfólio *onshore* de empresas de E&P ao redor do mundo.

No âmbito operacional, a 3R obteve resultados positivos em todas as quatro bacias ao longo de 2023, apresentando crescimento orgânico de ~43% nos ativos operados desde o início do ano, o que evidencia a nossa capacidade de execução operacional e o aperfeiçoamento contínuo dos controles internos e planejamento dos projetos de revitalização e investimentos. Este resultado posiciona a 3R entre as empresas independentes com melhor performance operacional em 2023, com destaque para Macau, onde entregamos um aumento de produção de óleo de quase 80% ao longo do ano; e os ativos da Bahia, onde o 4T23 representou o nono trimestre consecutivo de aumento de produção. O projeto de Papa Terra também merece destaque: mesmo após assumir o ativo com diversas restrições nos sistemas de processamento e estocagem das unidades de produção, após quase 10 meses parada não programada, por problemas de manutenção, pelo antigo operador ao longo de 2022, a 3R não mediu esforços para recuperar a integridade mínima dos sistemas principais e apresentou consistente evolução em 2023, alcançando mais de 90% de eficiência operacional no 4T23 e cerca de 63% de aumento de produção se compararmos o 4T23 com o 1T23.

O forte desempenho operacional, aliado a uma estratégia comercial que evoluiu em todos os trimestres de 2023, suportou a receita líquida recorde de mais de R\$ 5,6 bilhões de reais no ano ou 3,3 vezes maior que o nível apresentado em 2022. A receita líquida registrada em 2023 superou a soma das receitas líquidas dos anos de 2020, 2021 e 2022 em mais de R\$ 2 bilhões. Em linha com o incremento das receitas, atingimos um EBITDA ajustado recorde de R\$ 1,9 bilhão no ano, valor superior a soma do EBITDA ajustado registrado nos últimos três anos em mais de R\$ 700 milhões.

Como evento subsequente em janeiro de 2024, a 3R reabriu o mercado de dívida internacional para primeiros emissores na América Latina, que estava fechado desde o início de 2022, e concluiu a primeira emissão de *bonds*, no montante de US\$ 500 milhões. Em conjunto com a emissão de outras duas emissões de debêntures locais entre novembro de 2023 e fevereiro de 2024, tais instrumentos otimizam nossa estrutura de capital, proporcionam maior flexibilidade nos *covenants* e aumentam o prazo médio das obrigações, com custo mais eficiente – aderente ao perfil de risco atual da Companhia. E não menos importante, reforçam a posição de caixa para suportar o nosso plano de Capex, mesmo considerando cenários de Brent mais conservadores

A evolução em todos os aspectos do negócio observada em 2023 está intrinsecamente relacionada à intensa dedicação dos colaboradores da 3R, que não negam esforços para criar uma das maiores empresas independentes de produção de petróleo e gás do Brasil.

Somos uma empresa relativamente nova, porém moderna e capaz de se adaptar rapidamente aos desafios que nos são apresentados. Aproveitamos como nenhuma outra empresa o processo de desinvestimentos da Petrobras. Reabrimos o mercado de capitais após quase 10 anos de jejum sem novas empresas listadas no setor de óleo e gás. Ao longo do primeiro semestre de 2023, nos deparamos com um dos maiores desafios da Companhia desde sua criação: uma sequência de cartas do Ministério de Minas e Energia solicitando à Petrobras que reavaliasse os processos de desinvestimentos. Mesmo neste contexto, conseguimos superar todas as condições precedentes para conclusão da aquisição do Polo Potiguar com poucos meses de atraso em relação à previsão original. Finalmente, em 2024, reabrimos o mercado de emissão de *bonds* para novos emissores da América Latina, conforme já mencionamos. Na 3R, somos movidos pelo sentimento de dono e temos muito orgulho de ter construído uma Companhia com relevância no setor e que apresenta resultados robustos em um curtíssimo espaço de tempo. Este é apenas o início de uma longa jornada e que, felizmente, ainda estamos longe de destravar todo potencial valor do nosso portfólio. Somos Energia para Redesenvolver, Repensar e Revitalizar, de forma segura, sustentável e, principalmente, independente. SOMOS 3R!

## ESG – *Environmental, Social e Governança Corporativa*

O plano estratégico da 3R combina o enfoque nos aspectos operacionais e financeiros com o desenvolvimento das diretrizes ESG – *Environmental, Social e Governança Corporativa*. Em 2023, a Companhia reavaliou sua matriz de materialidade, visando definir os temas relevantes que servirão de base para a evolução da Agenda ESG.

Dentre os 11 temas definidos como prioritários, mantidos da matriz anterior, que estão conectados aos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), destaque para: segurança operacional, desenvolvimento de colaboradores e comunidades locais, biodiversidade, saúde, segurança e bem-estar, gestão de água e resíduos, e *compliance*.

No compromisso da transparência com todos os *stakeholders*, a Companhia apresenta a seguir as principais iniciativas, projetos e ações, nas respectivas esferas, durante o 4º trimestre e o ano de 2023:

### Ambiental

- **Convênio junto à UFRSA** (Universidade Federal Rural do Semi-Árido): projeto de pesquisa para o uso alternativo da água produzida no Polo Fazenda Belém, com objetivos direcionados a questões ambientais e operacionais. A água do processo de produção, que atualmente é tratada e reinjetada nos reservatórios do ativo, tem potencial para ser reutilizada em plantios, que poderão ser considerados no Inventário Anual de Gases de Efeito Estufa (GEE) da 3R. O projeto planeja a utilização da água para irrigação de culturas de oleaginosas (girassol e cártamo), biomassa (capim-elefante e sorgo), algodão e plantas nativas da região.



### PROJETO Reflorescer

**Projeto Reflorescer:** junto à Associação dos Engenheiros Agrônomos do Rio Grande do Norte (ANEAR/RN), a 3R coordena o projeto com o objetivo de implementar ações socioambientais, com foco na restauração florestal de 60 hectares de Áreas de Preservação Permanente (APP) e de Reserva Legal em um assentamento rural situado no Estado do Rio Grande do Norte. Recentemente, foram distribuídas 1.800 mudas destinadas ao plantio de quintais produtivos para 160 famílias de agricultores, visando o fortalecimento da agricultura familiar e contribuindo para a segurança alimentar da comunidade.

- **3R Lança Projeto Caminhos do Mar:** Em parceria com a consultoria FIA, o projeto tem por objetivo a produção de diagnóstico audiovisual sobre os impactos do tráfego de embarcações de apoio às operações da cadeia produtiva de óleo e gás na área de influência do Porto de Vitória (ES) e Porto do Açu (RJ). O público definido para o projeto é diversificado, compreendendo os múltiplos usuários da zona marítima e potencialmente impactados pelo tráfego de embarcações de apoio à indústria de óleo e gás nas regiões de influência desses dois portos.



## Social

- **3R Capacita:** Lançado em novembro de 2023, em parceria com o SENAI RN e IFRN Macau/FUNCERN, o programa oferece, no Rio Grande do Norte, 15 cursos gratuitos de formação técnica e profissional, visando a capacitação de pessoas para atuarem na indústria de óleo e gás. Mais de 380 vagas de cursos foram abertas, o que reforça o compromisso da Companhia com a promoção de oportunidades à sociedade e a construção de programas estruturantes e perenes que possam promover a transformação socioeconômica das diversas regiões em que atua.



- **Programa INT3RAGIR** (Programa de Relacionamento Comunitário): Em 2023, mais de 400 ações do Programa foram realizadas na Bahia, com mais de 2.700 pessoas impactadas diretamente, sendo as principais ações: reforço do canal de comunicação (Fale com a 3R), ações socioeducativas em Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), sensibilização sobre integridade de instalações e equipamentos, além das iniciativas do Programa de Educação Ambiental (PEA), com foco em capacitação, fortalecimento das associações comunitárias, captação de recursos e geração de renda, e apoio a iniciativas socioambientais. Em dezembro, foi realizado o evento de avaliação do programa, que reuniu mais de 50 lideranças das comunidades para apresentação dos resultados das ações do Plano de Comunicação Social e do Projeto de Educação Ambiental, implementados nas comunidades do entorno das instalações dos Polos Recôncavo e Rio Ventura em 2023. [Acesso ao vídeo do programa INT3RAGIR](#)

- **Ações de Outubro Rosa, Novembro Azul e Dezembro Vermelho:** No 4T23, a Companhia deu continuidade às ações de conscientização sobre a importância do cuidado à saúde e prevenção de doenças. Diversos eventos foram realizados com o time de colaboradores próprios e terceiros, bem como junto às comunidades adjacentes às áreas operacionais. Além de palestras, a 3R, em parceria com unidades de saúde, disponibilizou equipamentos para exames, vacinas e consultas médicas. Adicionalmente, no trimestre, a 3R promoveu ações voltadas a atividades físicas, com o intuito de estimular os colaboradores e as comunidades a adotarem um estilo de vida mais saudável e ativo, sendo um dos meios mais eficientes para a prevenção de doenças.



- **Dia das Crianças:** A ação contemplou 23 comunidades de 7 municípios do entorno das instalações da 3R nos Estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia. A Companhia realizou diversas ações em seus ativos, onde crianças foram recebidas pelos colaboradores, que mostraram a rotina de trabalho, falaram sobre segurança

e promoveram atividades e apresentações educativas. Foram distribuídos lanches, kits, brinquedos educativos, e outros itens confeccionados com material reciclado.

- **Natal Solidário:** A ação de responsabilidade social distribuiu kits para crianças e famílias de comunidades próximas às instalações da Companhia nos Estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia. Além das entregas, foram realizadas ações socioeducativas, reforçando o compromisso da 3R com a segurança e divulgando o seu canal de comunicação (Fale com a 3R).



## Governança Corporativa

- **Empresa Pró-Ética 2022-2023:** A Companhia passou a integrar a seleta lista de 84 empresas premiadas nesta edição, de um grupo de 299 instituições que se candidataram. O prêmio, organizado pela Controladoria Geral da União (CGU), reforça o comprometimento da 3R com a agenda de integridade e suas ações voluntárias voltadas para a prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude. Adicionalmente, o reconhecimento fortalece e comprova um ambiente empresarial mais transparente e íntegro, com maior credibilidade nas relações entre os setores público e privado.



- **3R é premiada no Bonds, Loans & ESG Capital Markets Latin America & Caribbean AWARDS:** que destaca as companhias com negócios mais inovadores no mercado financeiro. A 3R conquistou o primeiro lugar na categoria "Acquisition Finance Deal of the Year" pela operação de financiamento para a compra do Polo Potiguar.



- **Relatório de Sustentabilidade da Companhia:** publicado em outubro de 2023, o relatório, que segue os padrões da *Global Reporting Initiative* (GRI), descreve a evolução das atividades e apresenta as conquistas e expectativas futuras para os negócios, em alinhamento à agenda ESG. Esse primeiro Relatório de Sustentabilidade é um marco relevante na história da Companhia, na medida em que amplia a transparência sobre os projetos, iniciativas e resultados alcançados, bem como cria a oportunidade de autoavaliação para um ciclo sustentável de geração de valor para toda sociedade. [Acesso ao Relatório de Sustentabilidade da Companhia.](#)



- **Treinamento em Integridade Empresarial:** promovido para o time 3R, incluindo alta administração, e com a participação de terceiros estratégicos. O objetivo do treinamento foi reafirmar o compromisso com os princípios essenciais do Programa de Integridade da Companhia, destacando a importância de cada colaborador na construção da cultura de integridade, visando a equidade no tratamento de todos e estímulo ao trabalho colaborativo.

## Portfólio 3R

O portfólio *upstream* da Companhia é composto por 9 ativos, localizados em quatro bacias sedimentares e cinco estados do Brasil:

- **Complexo Potiguar**, que reúne os campos de petróleo e gás natural em terra e águas rasas na Bacia Potiguar;
- **Complexo Recôncavo**, que reúne campos de produção de petróleo e gás natural em terra na Bacia do Recôncavo;
- **Complexo Offshore**, que reúne campos de produção de petróleo e gás natural em águas rasas e profundas (*offshore*) nas Bacias de Campos e do Espírito Santo, sendo:



- **Polo Peroá**, que reúne campos de produção de gás natural e condensado de petróleo localizados em águas rasas e profundas (*offshore*) da Bacia do Espírito Santo;
- **Polo Papa Terra**, campo *offshore* de produção de petróleo, localizado na Bacia de Campos.

A formação de complexos de ativos e a exposição à produção de petróleo e gás natural são vantagens competitivas do diversificado portfólio da Companhia. Este perfil permite uma importante integração de ativos, com significativa captura de sinergias operacionais, bem como o aumento da escala e margem dos produtos comercializados.

Adicionalmente, cabe ressaltar que a produção de gás natural do portfólio, além de fonte de receita, é importante insumo para: (i) a geração de vapor, utilizado no desenvolvimento de campos de petróleo pesado (baixo grau API) do próprio portfólio, (ii) consumo nas atividades de refino, e (iii) geração de energia elétrica própria, por meio de módulos termoelétricos, que são sistemas que atuam como *backups* do fornecimento tradicional de energia da distribuidora regional, principalmente no Rio Grande do Norte.

No encerramento de 2023, a Companhia era operadora de oito dos nove polos de produção adquiridos, restando apenas a conclusão do processo de transição operacional do Polo Pescada, ainda sob operação da Petrobras.

Na figura abaixo<sup>123</sup> é possível observar o fluxo de aquisição e construção do portfólio da 3R, com datas de assinatura e conclusão das transações. De forma consolidada, a Companhia investiu aproximadamente US\$ 2,2 bilhões na aquisição de ativos, sendo esses suportados por sequenciais injeções de capital e contratações de instrumentos de dívida.

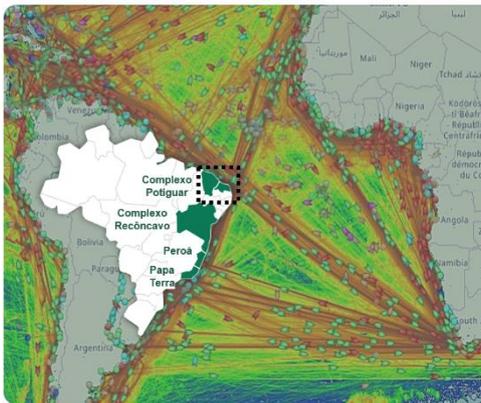
<sup>1</sup> Considerando o valor pago por Macau (US\$ 191 milhões) e por Sanhaçu (US\$ 6 milhões)

<sup>2</sup> Ativo operado pela Petrobras, WI 65% em fase de transição (valor de aquisição US\$ 1,5 milhões)

<sup>3</sup> WI 35% consolidada no portfólio pela incorporação da Ouro Preto Energia



Adicionalmente ao portfólio de ativos de produção (*upstream*), a Companhia dispõe de instalações de *mid & downstream* localizadas no Rio Grande do Norte, que foram assumidas pela 3R em 08 de junho de 2023, das quais se destacam: (i) a Refinaria Clara Camarão, com capacidade nominal instalada de processamento de aproximadamente 40 mil barris de petróleo por dia, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré (terminal de uso privado alfandegado), com alta capacidade de tancagem e com monoboias de atracação, o que permite exportação, importação e fluxos comerciais domésticos por meio de cabotagem de petróleo cru e produtos derivados, e (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, com capacidade instalada conjunta para processamento de aproximadamente 5,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia (capacidade efetiva atual de 1,5 milhão de m<sup>3</sup> por dia) e com conexão à malha de gás da região Nordeste e Sudeste do país.



As instalações de *mid & downstream* da Companhia estão localizadas em região estratégica na costa brasileira, na medida em que: (a) atendem parte relevante da produção, própria e de terceiros, da Bacia Potiguar, (b) abastece o mercado regional de produtos derivados, majoritariamente interligado por dutos, com atuação nos Estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Paraíba, (c) acessa outros mercados, doméstico e internacional, através do terminal aquaviário, e (d) estão inseridas em importantes rotas de navios cargueiros que passam pelo litoral brasileiro. A geração de valor do segmento vai além da monetização dos derivados produzidos, e inclui o compartilhamento de instalações com terceiros, mediante tarifa de utilização, a prestação de serviços inerentes à indústria de óleo e gás, além de oportunidades comerciais em atividades de *trade* e na monetização da produção *upstream*.

A Companhia destaca ainda a completa integração entre os segmentos *upstream* e *mid & downstream* no Rio Grande do Norte, ampliando a diversificação e a cadeia de valor do portfólio. Ainda que o foco da 3R permaneça no segmento *upstream*, a integração entre segmentos é um importante gerador de valor para toda cadeia produtiva, na medida em que: (i) adiciona flexibilidade e independência de escoamento da produção do *upstream*, sendo a refinaria e o terminal aquaviário alternativas diretas de monetização, (ii) aumenta a escala da Companhia, com o recebimento e monetização da produção própria e de terceiros (compra da produção de outros operadores na Bacia Potiguar e/ou prestação de serviços de estocagem e logística via terminal), (iii) amplia a capacidade de estocagem da produção no Ativo Industrial de Guamaré e permite melhor desenvolvimento da estratégia comercial, e (iv) gera oportunidade de criação de novos mercados de derivados, regionalmente e em outras localidades, a partir do terminal aquaviário.



## Certificação de Reservas

Bacia	PDP (MMboe)	1P (MMboe)	2P (MMboe)	3P (MMboe)
Potiguar	129,4	230,3	305,0	353,2
Recôncavo	26,2	73,6	104,7	139,5
Papa Terra (53,13% WI)	3,9	54,7	94,8	121,6
Peroá (85% WI)	5,2	8,6	11,5	12,1
<b>Total 3R Petroleum</b>	<b>164,6</b>	<b>367,2</b>	<b>516,0</b>	<b>626,4</b>
<b>VPL @ 10% (US\$ bilhão)</b>	<b>US\$ 2,13</b>	<b>US\$ 4,71</b>	<b>US\$ 6,32</b>	<b>US\$ 7,70</b>

Em termos de reservas certificadas, de acordo com relatório emitido pela empresa especialista independente DeGolyer and MacNaughton, data-base 31 de dezembro de 2022, as concessões de petróleo e gás natural que compreendem o portfólio *upstream* da Companhia contavam com 516 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas 2P (provadas + prováveis), dos quais 367 milhões de boe (ou 71%) eram reservas provadas (1P) e ainda 32% das reservas 2P foram classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP), o que demonstra um baixo risco de execução das operações da 3R. Do total de reservas 2P, 88% representavam reservas de óleo e 12% de gás natural.

## Reorganização Societária

Em janeiro de 2024, a Companhia concluiu a primeira etapa do processo de reorganização societária, ao incorporar as subsidiárias 3R Macau e 3R Fazenda Belém na subsidiária 3R Areia Branca, renomeada 3R RNCE, e a subsidiária 3R Rio Ventura na subsidiária 3R Candeias, renomeada 3R Bahia.

A operação tem por objetivo a simplificação da estrutura organizacional da Companhia, por meio da consolidação de operações em bacias sedimentares, com consequente otimização de custos operacionais e despesas administrativas, além de maior eficiência operacional e comercial na gestão do portfólio.

Considerando que as subsidiárias envolvidas na operação são integralmente controladas pela Companhia, não haverá impacto material à 3R e/ou aos seus acionistas, no que se refere a direitos e deveres do portfólio. O gráfico abaixo detalha a atual estrutura da Companhia, após a conclusão da primeira etapa do processo de reorganização societária.

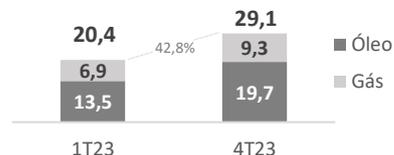


## Desempenho Operacional

### Upstream

O ano de 2023 foi marcado pelo registro do recorde de produção da Companhia, com expressivo crescimento orgânico no período, 42,8%<sup>4</sup>. O desempenho do 4T23 confirma o desempenho operacional do ano, sendo: (i) o décimo segundo trimestre consecutivo de aumento de produção em relação ao trimestre imediatamente anterior, e (ii) um dos melhores resultados operacionais entre companhias independentes do setor de óleo e gás na América Latina.

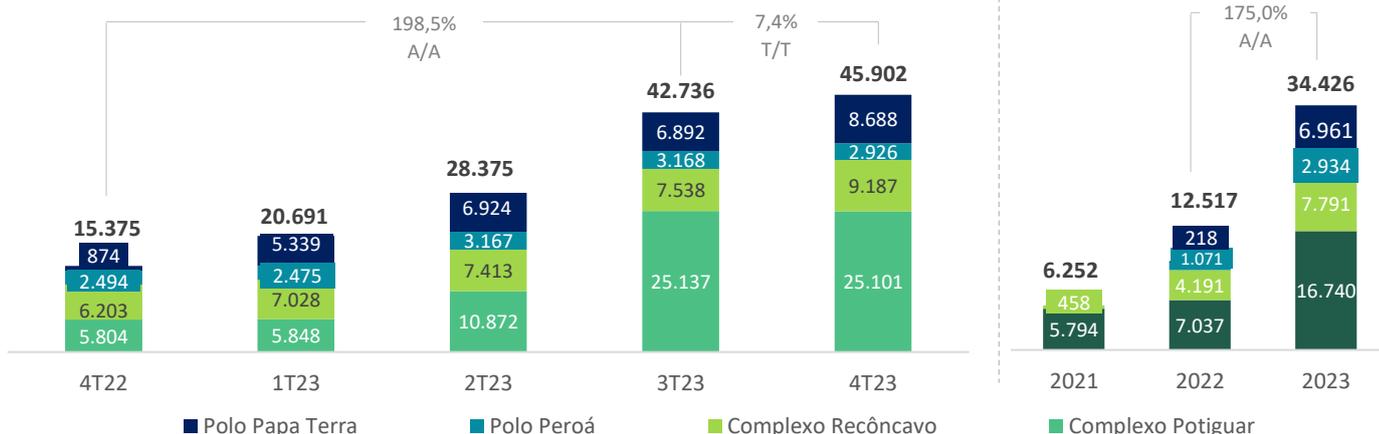
#### Produção Orgânica<sup>6</sup>



No 4T23, a produção média diária atingiu 45.902 barris (boe/d), importante incremento de 198,5% em termos anuais (A/A) e de 7,4% em relação ao trimestre anterior (T/T). No ano, a média diária de produção registrou 34.426 boe, aumento de 175,0% A/A. Importante destacar que a média calculada contempla: (i) a participação da 3R em cada um dos nove ativos em seu portfólio<sup>5</sup>, e (ii) desconsidera o volume de gás produzido, mas não comercializado, nos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra.

#### Produção Total por Complexo

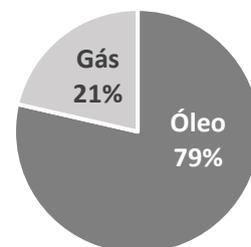
Participação 3R | boe/d



No 4T23, a produção média diária de óleo alcançou 36.085 barris (bbl/d), +4,2x (+316,7%) A/A e +6,7% T/T, representando 78,6% da produção média trimestral. Esse desempenho é suportado: (i) pela evolução operacional no Complexo Recôncavo +16,1% T/T, resultado de intervenções bem-sucedidas em poços com a utilização de sondas (*workover* e *pulling*), (ii) pela contribuição da campanha de perfuração realizada nos Polos Macau e Areia Branca, e (iii) pela maior eficiência operacional no Polo Papa Terra, +26,1% T/T, suportada pela conexão do poço PPT-22 à produção em dezembro de 2023, após a conclusão do primeiro *workover* offshore na história da Companhia e maior resiliência dos sistemas de produção, após manutenções preventivas e corretivas realizadas no ativo.

#### Perfil da Produção

(4T23 - boe/d)



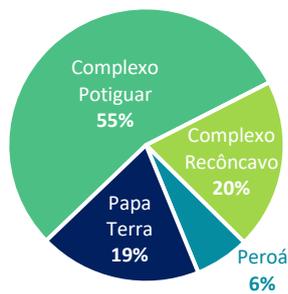
<sup>4</sup> Compara as produções do 4T23 e 1T23, considerando os ativos operados pela Companhia em todos os meses de 2023 (desconsidera os Polos Potiguar e Pescada).

<sup>5</sup> Considera participação de 35% no Polo Pescada, ativo operado pela Petrobras cuja parcela complementar de 65% encontra-se em fase de transição operacional para a Companhia.

A produção média diária de gás atingiu 9.817 boe (1.561 mil m<sup>3</sup>) no 4T23, +46,2% A/A e +10,0% T/T, o que corresponde a 21,4% da produção média diária do período. Essa performance é explicada: (i) pelo crescimento da produção de gás no Complexo Recôncavo, +26,4% T/T, resultado de intervenções em poços e maior demanda do mercado, parcialmente compensada (ii) pela parada programada de Unidade de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGN), com interrupção temporária da produção em novembro de 2023, e (iii) pela volatilidade da demanda no mercado de gás brasileiro, limitando o nível de produção do Polo Peroá.

Cabe mencionar que, do volume de gás produzido no Complexo Recôncavo, aproximadamente 30% são consumidos na operação e/ou reinjetados no reservatório.

**Produção por Bacia**  
(4T23 - boe/d)

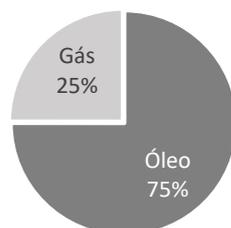


Em uma análise geográfica, por bacia sedimentar, o Complexo Potiguar, composto pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e por 35% do Polo Pescada, representou 54,7% da produção total média do trimestre, enquanto o Complexo Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu por 20,0%. A parcela complementar de 25,3% reflete a participação do Complexo Offshore, representada pelos Polos Peroá e Papa Terra, com 6,4% e 18,9% de participação, respectivamente.

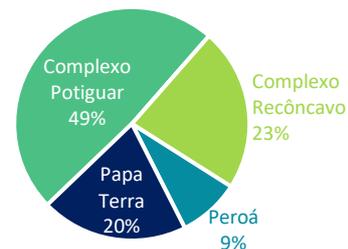
**Em bases anuais, a produção de óleo registrou 25.823 bbl/d, +3,1x (+211,7%) A/A, e representou 75,0% da produção média de 2023.** O resultado é justificado: (i) pela consolidação do portfólio, com a incorporação do Polo Potiguar no 2T23 e do Polo Papa Terra no 4T22, e (ii) pelo resultado positivo de intervenções realizadas em poços no Complexo Recôncavo, +52,7% A/A. Já a produção de gás representou 25,0% da produção média do ano, atingindo 8.603 boe/d (1.368 mil m<sup>3</sup>/d), crescimento de 2,0x (103,3%) A/A. A performance é explicada, principalmente, pelo importante incremento de produção registrado no Complexo Recôncavo, +121,7%, resultado da reativação e otimização em poços.

No âmbito geográfico, o Complexo Potiguar representou 48,6% da produção média do ano, enquanto o Complexo Recôncavo respondeu por 22,6%. O Complexo Offshore respondeu por 28,7%, sendo 20,2% oriundos do Polo Papa Terra e 8,5% do Polo Peroá.

**Perfil da Produção**  
(2023 - boe/d)



**Produção por Bacia**  
(2023 - boe/d)



A tabela abaixo consolida os dados operacionais dos ativos sob gestão da 3R, a partir da incorporação de cada um ao portfólio. Cabe destacar que o Polo Pescada permanece sob operação da Petrobras, porém a Companhia já detém 35% dos direitos econômicos incorporados aos seus resultados financeiros.

	UND	4T22	1T23	2T23	3T23	4T23	2023	
<b>Consolidado</b>	Dados de Produção	boe/d	17.281	26.455	35.773	49.920	54.476	41.656
	Dados de Produção   3R	boe/d	15.375	20.691	28.375	42.736	45.902	34.426
	Óleo Portfólio	bbl/d	9.596	18.381	26.157	40.038	43.844	32.105
	Óleo   3R	bbl/d	8.660	13.530	19.866	33.813	36.085	25.823
<b>Complexo</b>	Gás Portfólio <sup>(1)</sup>	boe/d	7.685	8.074	9.616	9.882	10.633	9.551
	Gás   3R <sup>(1)</sup>	boe/d	6.715	7.161	8.509	8.923	9.817	8.603
<b>Complexo</b>	Potiguar	boe/d	6.499	6.464	11.600	25.681	25.493	17.310
	Potiguar   3R <sup>(1) (2)</sup>	boe/d	5.804	5.848	10.872	25.137	25.101	16.740
	Óleo	bbl/d	4.953	5.073	9.946	23.610	23.536	15.541
	Óleo   3R <sup>(2)</sup>	bbl/d	4.804	4.951	9.788	23.490	23.463	15.423
	Gás (1)	boe/d	1.546	1.392	1.655	2.071	1.957	1.768
<b>Complexo</b>	Gás   3R <sup>(1) (2)</sup>	boe/d	1.000	897	1.084	1.647	1.639	1.317
	Recôncavo   3R	boe/d	6.203	7.028	7.413	7.538	9.187	7.791
<b>Complexo Offshore</b>	Óleo   3R	bbl/d	2.889	3.133	3.022	3.294	3.824	3.318
	Gás   3R <sup>(3)</sup>	boe/d	3.314	3.895	4.390	4.244	5.363	4.473
<b>Complexo Offshore</b>	Peroá	boe/d	2.935	2.912	3.726	3.727	3.442	3.452
	Peroá   3R - WI 85%	boe/d	2.494	2.475	3.167	3.168	2.926	2.934
	Óleo	bbl/d	109	125	155	160	129	142
	Óleo   3R	bbl/d	92	106	132	136	110	121
	Gás	boe/d	2.826	2.787	3.571	3.567	3.313	3.309
	Gás   3R	boe/d	2.402	2.369	3.035	3.032	2.816	2.813
	Papa Terra - Óleo	bbl/d	1.645	10.050	13.033	12.974	16.354	13.103
Papa Terra - Óleo   3R - WI 53,13%	bbl/d	874	5.339	6.924	6.892	8.688	6.961	

1) Não considera a produção de gás dos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

(2) Refere-se à participação de 35% pertencente à 3R no Polo Pescada. Parcela complementar de 65% permanece em fase de transição operacional.

(3) No 4T23, aproximadamente 30% do gás produzido no Complexo Recôncavo foi reinjetado nos reservatórios.

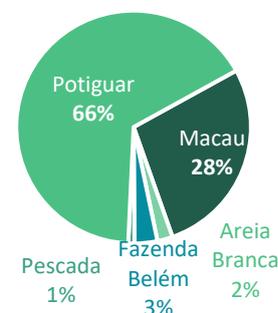
## Complexo Potiguar

O Complexo Potiguar é formado pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e 35% do Polo Pescada, esse último operado pela Petrobras.

No 4T23, o Complexo Potiguar registrou 25.101 boe/d, +4,3x (+332,5%) A/A e -0,1% T/T. A produção média de óleo atingiu 23.463 bbl/d, +4,9x (+388,4%) A/A e -0,1% T/T, e representou 93,5% da produção do Complexo no trimestre. A produção média diária de gás<sup>6</sup> foi de 1.638 boe (260 mil m<sup>3</sup>), +63,9% A/A e -0,5% T/T. A produção total no trimestre foi de 2.158,6 mil barris de óleo e 150,7 mil boe (23.965,9 mil m<sup>3</sup>) de gás, totalizando 2.309,3 mil barris de óleo equivalente.

O desempenho operacional do Complexo Potiguar no trimestre é explicado: (i) pela evolução do Polo Macau, +5,1% boe/d T/T, função da conexão de poços perfurados à malha de produção e intervenções em poços existentes (*workovers*), além de melhorias nas plantas de tratamento e processamento da produção no ativo, (ii) pela positiva contribuição dos Polos Areia Branca e Fazenda Belém, +10,0% e +3,8% bbl/d T/T respectivamente, suportada pela conexão de poços perfurados em Areia Branca à malha de produção, além de otimizações operacionais e expansão das instalações de escoamento e tratamento da produção dos ativos, compensados (iii) por atividades de revitalização e manutenção das instalações operacionais do Polo Potiguar, incluindo as paradas programadas da UPGN e da refinaria durante o trimestre, que geraram limitações temporárias na produção de óleo e gás dos ativos, e (iv) por oscilação no abastecimento elétrico em determinados períodos, em razão de problemas operacionais da distribuidora local de energia.

Produção do Complexo Potiguar (4T23 - boe/d)

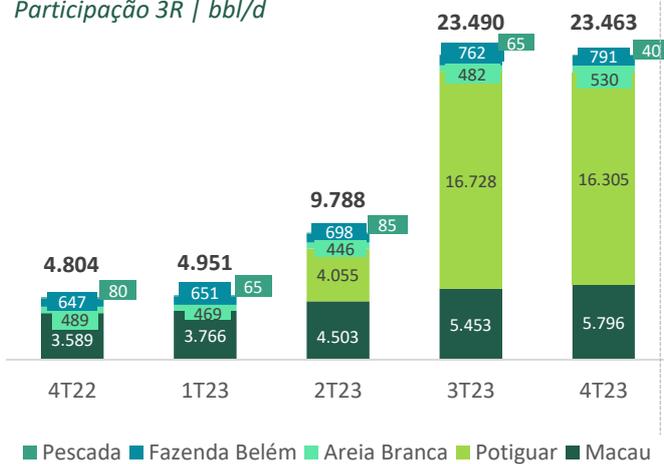


<sup>6</sup> Não considera a produção de gás natural dos Polos Areia Branca e Fazenda Belém, uma vez que todo volume produzido é consumido e/ou reinjetado nos reservatórios.

As atividades operacionais realizadas no Complexo Potiguar, ao longo do trimestre, foram suportadas por dez sondas de *workover*, três sondas de *pulling* e duas sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 4T23, destaque para: (i) 51 reativações, (ii) 85 *pullings*, (iii) 79 *workovers*, (iv) 12 perfurações e (v) 1 abandono.

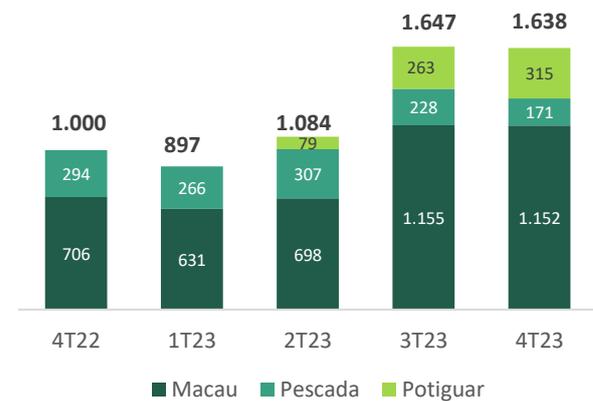
### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás<sup>3</sup>

Participação 3R | boe/d



No ano, o Complexo Potiguar registrou 16.740 boe/d, +137,9% A/A. A produção média de óleo atingiu 15.423 bbl/d, +163,7% A/A, e representou 92,1% da produção do Complexo, enquanto a produção média diária de gás foi de 1.316 boe (209 mil m<sup>3</sup>), +10,9% A/A. Em 2023, a produção total foi de 5.629,4 mil barris de óleo e 480,5 mil boe (76.396 mil m<sup>3</sup>) de gás, totalizando 6.109,9 mil barris de óleo equivalente.

A performance operacional do Complexo Potiguar em 2023 é explicada, principalmente: (i) pela incorporação do Polo Potiguar ao portfólio da Companhia, em junho de 2023, (ii) pela evolução orgânica de produção no Polo Macau, crescimento de 77,2% na produção de óleo em dezembro de 2023 comparado a janeiro do mesmo ano, devido à perfuração de novos poços e ampliação das instalações de tratamento e escoamento da produção, e (iii) pela evolução orgânica dos Polos Areia Branca e Fazenda Belém, em virtude da campanha de perfuração em Areia Branca, da otimização na gestão operacional dos ativos e na ampliação das instalações de operação.

Em 2023, a Companhia realizou diversas atividades em poços no Complexo Potiguar, com destaque para: (i) 155 reativações, (ii) 147 *pullings*, (iii) 235 *workovers*, (iv) 38 perfurações e (v) 1 abandono. Adicionalmente, houve a execução de projetos de revitalização e expansão de instalações operacionais, alguns deles ainda em curso, de forma a compatibilizar a infraestrutura dos ativos ao crescente nível de produção, com destaque para: (a) ampliação das estações coletoras e das plantas de tratamento da produção, (b) recuperação de dutos de escoamento, (c) construção de linhas para conexão de novas zonas de produção, (d) implantação de linhas de abastecimento elétrico *backup*, e (e) digitalização de processos e ampliação dos sistemas de gestão da produção.

No que se refere à campanha de perfuração realizada em 2023 nos Polos Macau e Areia Branca, a Companhia destaca as intervenções realizadas com o apoio de três sondas de perfuração contratadas, em total segurança e de acordo com as normas ambientais. Adicionalmente, vale ressaltar a performance de execução, baseada em uma curva de aprendizado, a qual se traduziu em uma crescente eficiência nessas intervenções e perfurações, assim como nos resultados de produção, os quais ficaram aderentes ao planejamento da Companhia, bem como ao orçamento das atividades.

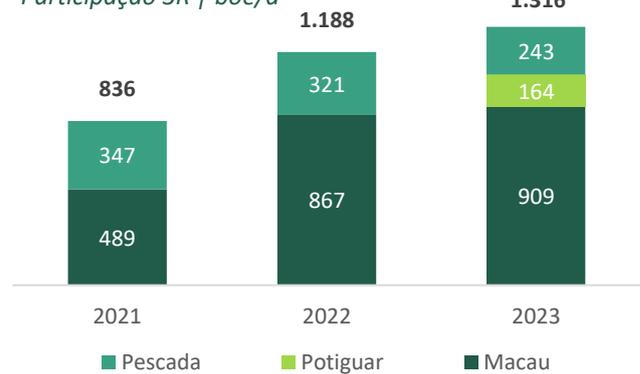
## Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



## Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



## Complexo Recôncavo

O Complexo Recôncavo é formado pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, operados pela Companhia, localizados na Bacia do Recôncavo, Estado da Bahia.

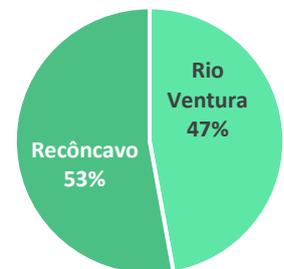
No 4T23, o Complexo Recôncavo registrou 9.187 boe/d, aumento de 48,1% A/A e 21,9% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.824 bbl/d, +32,4% A/A e +16,1% T/T, e representou 41,6% da produção do Complexo no 4T23. A produção média diária de gás foi de 5.363 boe (853 mil m<sup>3</sup>), +61,9% A/A e +26,4% T/T. A produção total no trimestre foi de 351,8 mil barris de óleo e 493,4 mil boe (78.443,2 mil m<sup>3</sup>) de gás, totalizando 845,2 mil barris de óleo equivalente.

A Companhia ressalta que, do volume total de gás natural produzido no Complexo Recôncavo no 4T23, aproximadamente 30% foram reinjetados no reservatório e/ou utilizados em métodos de elevação. Considerando apenas a produção do Polo Recôncavo, 2.955 boe/d (470 mil m<sup>3</sup>/d), no 4T23, aproximadamente 55% do volume de gás produzido no ativo foram reinjetados no reservatório e/ou consumidos.

O desempenho operacional do Complexo Recôncavo no trimestre é explicado: (i) por bem-sucedidas intervenções em poços com sonda, atividades de reativação, *workover* e *pulling*, (ii) pela ampliação da capacidade das estações coletoras dos ativos, (iii) por otimizações na gestão de produção, resultando em maior eficiência operacional, parcialmente compensados (iv) por restrições operacionais temporárias na UPGN Catu, limitando o volume de envio de gás, e (v) pela oscilação no abastecimento elétrico em determinados períodos, além de limitações de deslocamento de equipamentos, em razão de condições climáticas adversas.

As atividades operacionais realizadas no Complexo Recôncavo, ao longo do trimestre, foram suportadas por seis sondas de *workover* e uma sonda de *pulling*, incluindo uma sonda inclinada. Dentre as principais atividades em poços realizadas no 4T23, destaque para: (i) 17 *workovers*, (ii) 32 *pullings*, (iii) 4 reativações e (iv) 9 abandonos.

Produção do Complexo Recôncavo (4T23 - boe/d)



### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



No ano, o Complexo Recôncavo registrou 7.791 boe/d, +85,9% A/A. A produção média de óleo atingiu 3.318 bbl/d, +52,7% A/A, e representou 42,6% da produção do Complexo. A produção média diária de gás foi de 4.473 boe (711 mil m<sup>3</sup>), +121,7% A/A. Em 2023, a produção total foi de 1.211,1 mil barris de óleo e 1.632,7 mil boe (259.583 mil m<sup>3</sup>) de gás, totalizando 2.843,9 mil barris de óleo equivalente.

A Companhia ressalta que, do volume total de gás natural produzido no Complexo Recôncavo em 2023, aproximadamente 34,5% foram reinjetados no reservatório e/ou utilizados em métodos de elevação. Considerando apenas a produção do Polo Recôncavo, de 2.600,7 boe/d (414 mil m<sup>3</sup>/d), em 2023, aproximadamente 59,3% do volume de gás produzido no ativo foram reinjetados no reservatório e/ou consumidos.

A performance operacional do Complexo Recôncavo em 2023 é explicada, principalmente: (i) pelo resultado de atividades com sonda, reativações de poços, *workovers* e *pulling*, (ii) pela ampliação das instalações de tratamento e escoamento da produção dos ativos, e (iii) otimizações operacionais focadas em eficiência, parcialmente compensados (iv) por limitações temporárias causadas por intervenções em instalações operacionais, (v) por restrições na capacidade de recebimento de gás na UPGN Catu, e (vi) por limitações pontuais de demanda de gás no mercado.

Em 2023, a Companhia realizou diversas atividades em poços no Complexo Recôncavo, com destaque para: (i) 25 reativações, (ii) 87 *pullings*, (iii) 76 *workovers* e (iv) 12 abandonos de poços.

Por fim, cabe destacar a preparação da Companhia para o início da campanha de perfuração no Complexo Recôncavo em 2024, estimada para ser iniciada no primeiro trimestre do ano. As duas sondas contratadas para a campanha já estão na região, em fase de inspeção e montagem, e as bases de suporte às perfurações já foram finalizadas pela Companhia, assim como a obtenção de parte das licenças ambientais necessárias.

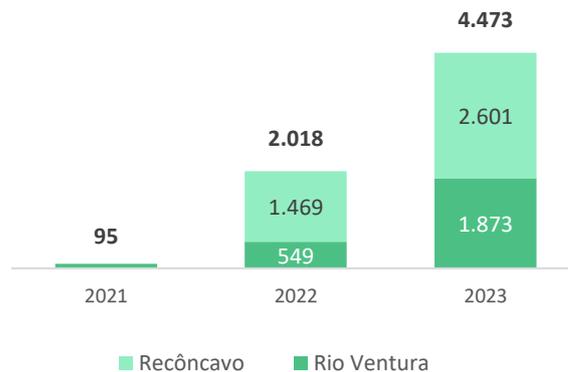
## Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



## Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



## Complexo Offshore

O Complexo Offshore é formado pelos Polos Peroá e Papa Terra. Os ativos são detidos pela subsidiária 3R Offshore, detentora de 100% dos direitos sobre o Polo Peroá e 62,5% sobre o Polo Papa Terra. A Companhia, *holding*, possui participação de 85% na referida subsidiária, refletindo uma participação indireta líquida de 85% no Polo Peroá e 53,13% no Polo Papa Terra.

No 4T23, considerando a participação da Companhia, o Complexo Offshore registrou produção de 11.614 boe/d, aumento de 3,4x (244,8%) A/A e 15,4% T/T. A produção média de óleo atingiu 8.798 bbl/d, +9,1x (+810,7%) A/A e +25,2% T/T, e representou 75,8% da produção do Complexo no trimestre. A produção média diária de gás foi de 2.816<sup>7</sup> boe (448 mil m<sup>3</sup>), +17,2% A/A e -7,1% T/T. A produção total no trimestre foi de 809,4 mil barris de óleo e 259,1 mil boe (41.187,7 mil m<sup>3</sup>) de gás, totalizando 1.068,5 mil barris de óleo equivalente.

A performance operacional do Complexo Offshore no 4T23 é explicada, principalmente: (i) pela conexão do poço PPT-22 à malha de produção do Polo Papa Terra em dezembro de 2023, após a realização do primeiro *workover offshore* na história da Companhia, (ii) pelo aumento gradativo da eficiência e confiabilidade operacional dos sistemas de produção do Polo Papa Terra durante o trimestre, parcialmente compensadas (iii) pela menor demanda de gás no mercado brasileiro, limitando a produção do Polo Peroá à parcela firme prevista no contrato de *take or pay* com a ES Gás e a vendas *spot* quando houve demanda.

Em relação ao Polo Papa Terra, em 03 de dezembro, a Companhia concluiu a primeira intervenção em poço *offshore* da sua história, ao executar o *workover* para substituição da bomba BCS (Bombeio Centrífugo Submerso) do poço PPT-22, em lâmina d'água de 1.158 metros. A intervenção foi realizada em 35 dias, com suporte da sonda semissubmersível Alpha Star, contratada junto à Constellation, e transcorreu de forma segura e sem incidentes, conforme planejamento.

Após a conclusão do trabalho, a referida sonda foi deslocada para o poço PPT-12, lâmina d'água de 1.005 metros, na qual em 27 dias foram realizadas as atividades referentes ao segundo *workover* no Polo Papa Terra, finalizadas em janeiro de 2024. A conexão do referido poço à malha de produção do ativo foi concluída em fevereiro, após adaptações nos sistemas de superfície da 3R-3 (FPSO).

Como parte do planejamento de 2024, a Companhia iniciou em fevereiro as intervenções de *workover* nos poços PPT-50, PPT-37 e PPT-17, para substituição de bombas BCSs. Essas intervenções estão sendo realizadas:

<sup>7</sup> Desconsidera a produção de gás do Polo Papa Terra, totalmente consumida nas operações e/ou reinjetada no reservatório.

(i) em poço de completação molhada, PPT-37, conectado à plataforma 3R-3, pela sonda Alpha Star, e (ii) em poços de completação seca, PPT-17 e PPT-50, conectados à plataforma 3R-2 (TLWP), pela sonda SPH (Sonda de Produção Hidráulica), contratada junto à Halliburton. O planejamento da Companhia prevê a conclusão das intervenções e retorno dos referidos poços à malha de produção do ativo ao longo do 2T24.

Adicionalmente às atividades de *workover* mencionadas, a Companhia destaca a continuidade da campanha de recuperação de integridade das instalações do Polo Papa Terra, amplo programa de manutenção e revitalização de equipamentos e sistemas operacionais, de forma a reparar os sistemas essenciais e suas redundâncias, bem como aumentar a segurança e confiabilidade operacional das instalações de produção.

No 4T23, destaque para (i) a manutenção do sistema de geração e priorização dos equipamentos movidos a gás, (ii) melhorias na caldeira principal e avanços na manutenção da caldeira *backup*, (iii) a continuidade da recuperação do sistema principal de *offloading*, (iv) a certificação de novos tanques, anteriormente não operacionais, (v) o aumento da redundância de sistemas e equipamentos críticos, (vi) a melhoria da planta de tratamento e especificação da produção, e (vii) o início do processo de pintura das plataformas.

As medidas preventivas e corretivas implementadas no ativo, somadas a curva de aprendizado na gestão do ativo pela Companhia, se traduzem em maior resiliência operacional. **Nos 12 meses que antecederam o *closing* do Polo Papa Terra, a eficiência operacional do antigo operador foi na ordem de 22%, enquanto no 4T23, sob operação da 3R, esse indicador registrou eficiência de 93%.**

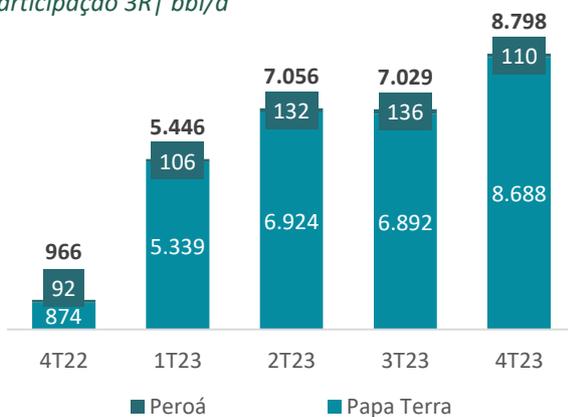
Ainda que tenha havido um importante ganho de eficiência até o encerramento de 2023, a Companhia possui projetos em diversos sistemas operacionais planejadas para o primeiro semestre de 2024 que tendem a elevar a eficiência operacional do ativo, sendo o objetivo final em níveis estáveis acima dos 95%.

No trimestre, a 3R Offshore, detentora de 62,5% de participação no Polo Papa Terra, realizou operações de *offloading* (transferência de óleo estocado para navios aliviadores) no referido ativo que somaram 713 mil barris de óleo, volume este integralmente faturado pela subsidiária.

No que se refere ao Polo Peroá, a Companhia mantém um constante e diligente monitoramento de alternativas de comercialização do gás natural do ativo, de forma a destravar um maior volume de produção. No âmbito operacional, a Companhia finalizou, no 4T23, atividades de recuperação da integridade de equipamentos de produção e da plataforma do ativo, em conformidade com o cronograma de trabalho estabelecido junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e com a Marinha do Brasil.

### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás

Participação 3R | boe/d - Polo Peroá

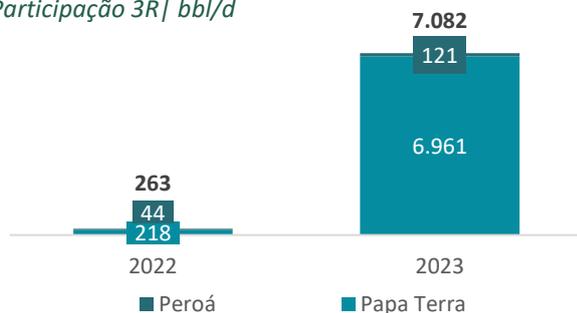


No ano, o Complexo Offshore registrou 9.895 boe/d, +7,7x (667,6%) A/A. A produção média de óleo atingiu 7.082 bbl/d, +27,0x A/A, e representou 71,6% da produção do Complexo, enquanto a produção média diária de gás registrou 2.813 boe (447 mil m<sup>3</sup>), +174,1% A/A. Em 2023, a produção total foi de 2.584,9 mil barris de óleo e 1.026,8 boe (163.241 mil m<sup>3</sup>) de gás, totalizando 3.611,7 mil barris de óleo equivalente.

A performance operacional do Complexo Offshore em 2023 é justificada: (i) por efeitos de base de comparação, considerando que os Polos Peroá e Papa Terra foram incorporados ao portfólio em agosto e dezembro de 2022, respectivamente, (ii) pelo aumento da eficiência operacional em Papa Terra, principalmente após diversas atividades de manutenção preventiva e corretiva realizadas no primeiro semestre de 2023, e (iii) pela conexão de novos poços à malha de produção no Polo Papa Terra, parcialmente compensados por (iv) atividades de integridade nas plataformas do Polo Papa Terra, que geraram paradas temporárias de produção.

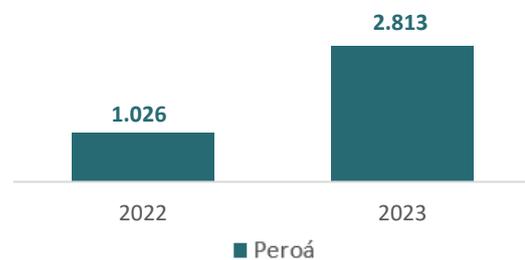
### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



## Midstream & Downstream

A Companhia verticalizou substancialmente suas atividades na Bacia Potiguar ao concluir a aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023 e assumir, conjuntamente às operações de produção (segmento *upstream*): (i) a Refinaria Clara Camarão, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré, (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGN), e (iv) o Ativo Industrial de Guamaré, que compõem o segmento *mid & downstream* do ativo.

As instalações de *mid & downstream* são totalmente integradas ao *upstream* da Companhia na Bacia Potiguar, o que adiciona flexibilidade operacional e gera oportunidades comerciais em ambos os segmentos, além da geração de valor a partir da monetização da infraestrutura, pela cessão de uso para terceiros, e na prestação de serviços correlatos à cadeia de óleo e gás.

Ao assumir as operações do segmento *mid & downstream*, a Companhia iniciou um robusto projeto de inspeção das instalações, de forma a ter um diagnóstico completo da integridade dos sistemas que compõem a infraestrutura, de modo que pudesse elaborar um plano de trabalho que assegurasse segurança, confiabilidade e flexibilidade das operações na região. Nesse sentido, a Companhia iniciou no 2T23 uma série de atividades de fiscalização e, a partir de setembro de 2023, realizou uma parada programada para manutenção das unidades de refino, visando a recuperação da capacidade nominal de operação das instalações, bem como a revitalização de equipamentos e sistemas críticos.

Durante o 4T23, o escopo dos trabalhos de integridade foi abrangente e envolveu boa parte das instalações do Ativo Industrial de Guimarães, com destaque para: (i) as duas unidades de destilação principais, U-260 e U-270, (ii) serviços de manutenção elétrica, (iii) melhorias em sistemas de segurança, (iv) recuperação de dutos, (v) otimizações nas estações de tratamento de óleo, água e efluentes, (vi) recuperação das estações de carregamento de produto por modal rodoviário, e (vii) revitalização e certificação de tanques de carga e armazenamento.

Adicionalmente, em novembro de 2023, a Companhia realizou uma parada programada para manutenção da UPGN III, visando a renovação de equipamentos e sistemas operacionais, e a recuperação da capacidade nominal de processamento. O escopo de manutenção também envolveu atividades de integridade em dutos de escoamento, recuperação de capacidade de coleta e recompressão de gás.



Durante o período de manutenção da UPGN III, a Companhia restringiu sua produção de gás natural no Complexo Potiguar e limitou o recebimento de gás natural de terceiros que atualmente utilizam o serviço de processamento de gás da 3R e tem a infraestrutura da Companhia como a única alternativa para envio da sua produção na região.

A diligência adotada pela Companhia ao assumir as operações do segmento *mid & downstream* mostrou resultados robustos no segundo semestre de 2023. A 3R foi capaz de: (i) manter o abastecimento ininterrupto do mercado consumidor, (ii) recuperar a capacidade operacional das instalações, (iii) aumentar a confiabilidade dos equipamentos e sistemas operacionais, bem como dos sistemas de segurança, e (iv) melhorar a eficiência operacional e financeira do segmento.

Em termos operacionais, no 4T23, as atividades de refino estiveram paralisadas para manutenção programada até a primeira quinzena de dezembro de 2023, quando então foi reiniciado, de forma gradativa, o processamento da produção na refinaria. Durante o trimestre, a 3R abasteceu o mercado local com o volume disponível em estoque, principalmente bunker (VLSFO), diesel marítimo (MGO) e querosene de aviação, além de ter utilizado o Terminal Aquaviário de Guimarães para suprimento, por meio de importação, da demanda por gasolina A e diesel.



Mais uma vez, cabe destacar a integração entre as operações da Companhia nos segmentos *upstream* e *mid & downstream* da Bacia Potiguar. Durante o período de paralisação da refinaria, a 3R comercializou sua produção de petróleo cru pelo terminal, acessando o mercado doméstico por meio de operações de cabotagem e o mercado internacional via exportação. A diversidade de alternativas para acessar mercados consumidores é uma importante vantagem competitiva da 3R, que ao controlar as

principais e mais eficientes opções logísticas para a produção da Bacia Potiguar, consegue se beneficiar de condições comerciais mais competitivas.

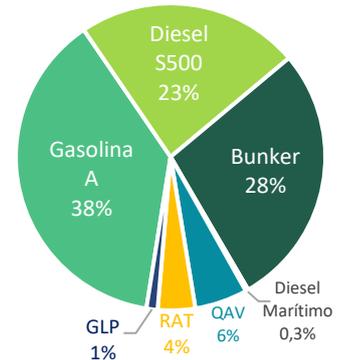
No 4T23, a Companhia realizou a venda de 1.097 mil barris de produtos derivados, redução de 70,3% T/T. A performance do trimestre é explicada, principalmente, pela parada programada para manutenção da refinaria durante boa parte do período.

Importante destacar que o volume de produtos derivados é função: (i) da produção de óleo da Companhia no Complexo Potiguar, processada na refinaria, (ii) da produção de óleo de terceiros adquirida pela Companhia e processada na refinaria, e (iii) da aquisição de derivados pela Companhia para *blend* (mistura) com alguns produtos da refinaria, de modo a especificar para o mercado, e/ou revenda (*trade*) direta.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para:

- (i) Relevante participação de gasolina A e diesel S500 no trimestre, em razão do uso do terminal para importação dos derivados e abastecimento do mercado regional;
- (ii) Redução temporária da participação do bunker (VLSFO) no mix de produtos, justificada pela parada programada para manutenção da refinaria em grande parte do trimestre; e
- (iii) Redução temporária na venda de querosene de aviação e diesel marítimo (MGO), explicada pela manutenção programada da refinaria e pelo uso do volume disponível em estoque para abastecimento do mercado local.

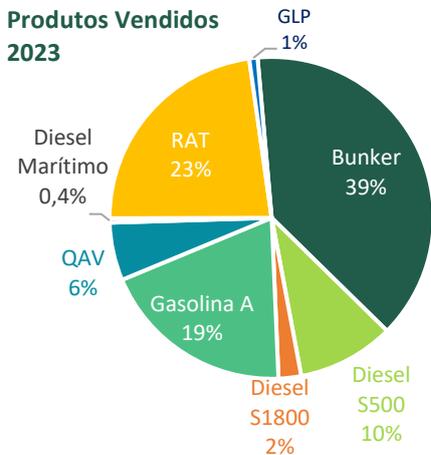
Produtos Vendidos  
4T23



No ano, a Companhia realizou a venda de 5.296 mil barris de produtos derivados. Esse volume é resultado de aproximadamente um semestre de operação, desde 08 de junho de 2023, no segmento *mid & downstream*, período em que a 3R foi capaz de: (i) manter o abastecimento do mercado local sem qualquer descontinuidade operacional, (ii) inspecionar e recuperar instalações, equipamentos e sistemas operacionais críticos, (iii) otimizar fluxo de produção com foco em eficiência, e (iv) aperfeiçoar a integração das instalações de *mid & downstream* e garantir uma melhor performance, concomitante a uma redução de perdas processuais.

O gráfico ao lado apresenta o mix de produtos comercializado pelo segmento *mid & downstream* em 2023. Cabe novamente destacar que os produtos derivados são oriundos do processamento de óleo produzido pela Companhia e adquirido de terceiros, bem como de derivados adquiridos para mistura com alguns produtos da refinaria e/ou venda direta ao mercado.

Produtos Vendidos  
2023



## Comercialização

A Companhia monitora de forma recorrente as possibilidades de otimização de sua estratégia comercial, com objetivo de avaliar alternativas de maximizar a monetização da produção em todo portfólio. A gradual melhora nos contratos de venda observada nos últimos trimestres é resultado da captura de oportunidades comerciais, levando em consideração tanto a maior escala do portfólio, quanto a diversificação de regiões de atuação e produtos.

### Upstream

Faturamento	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Peroá (100%)	Papa Terra (62,5%)	4T23	2023
Óleo (mil bbl)	2.661	362	10	710	3.743	9.984
Gás (milhões m <sup>3</sup> )	29,9	54,3	43,5	-	127,7	406,1
Total (mil boe)	2.849	704	283	710	4.546	12.538
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	75,6	83,9	60,2	69,4	75,2	74,6
Preço médio da venda de gás (US\$/MMbtu)	2,7	9,3	12,1	-	8,7	8,0

No 4T23, a Companhia realizou a venda de 3.743 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 75,2/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos. Em relação ao gás natural, a 3R vendeu 4,8 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 8,7/MMBTU<sup>8</sup>. No total, a venda de óleo e gás natural somou 4.546 mil barris de óleo equivalente.

Considerando somente a venda de gás a terceiros, o preço médio no 4T23 foi de US\$ 10,5/MMBTU, referente à venda de 3,8 milhões de MMBTU.

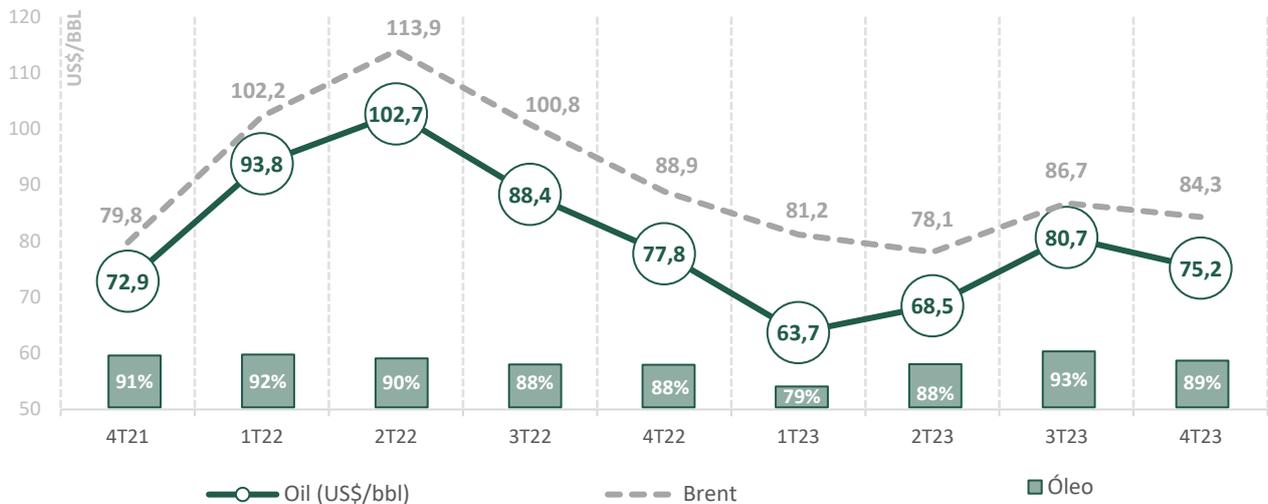
A performance do trimestre é explicada: (i) pela queda de 2,8% no Brent médio, indexador dos contratos de óleo e gás, (ii) pela parada programada para manutenção da Refinaria Clara Camarão, de setembro a dezembro de 2023, período em que a produção de óleo foi comercializada através do Terminal Aquaviário de Guimarães, e (iii) pela parada programada para manutenção da UPGN III no Ativo Industrial de Guimarães, em novembro de 2023, quando foi restringido temporariamente o recebimento de gás nas instalações.

No ano, a Companhia realizou a venda de 9.984 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 74,6 /bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos. Em relação ao gás natural, a 3R vendeu 15,1 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 8,0/MMBTU. No total, a venda de óleo e gás natural somou 12.538 mil barris de óleo equivalente.

Os gráficos abaixo apresentam a evolução das condições comerciais praticadas pela Companhia na venda de óleo e do gás. Cabe ressaltar que a incorporação de ativos ao portfólio representa um efeito importante na precificação, considerando os diferentes canais de comercialização, escala e tipos de produto.

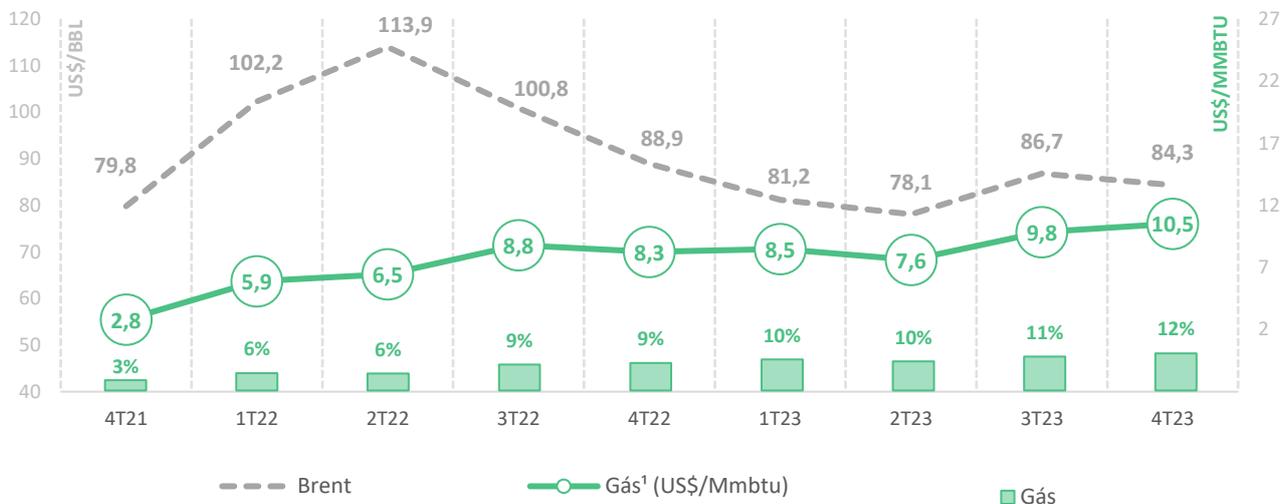
<sup>8</sup> (1) Os preços de venda de gás natural registrados nos Complexos Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. (2) Os preços de venda de gás natural do Complexo Recôncavo e do Polo Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

## Preço Médio de Venda do Petróleo



A comercialização do óleo é suportada pela diversificação da base de clientes e pelo uso de oleodutos de escoamento da produção até o ponto de venda. A logística facilitada e o acesso a diferentes alternativas de monetização se refletem em condições comerciais competitivas para a produção de óleo da Companhia.

## Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Não considera a venda de gás *intercompany*.

No gráfico de comercialização de gás acima é possível observar a melhoria contínua nas condições de monetização da molécula vendida pela 3R a terceiros, alcançando o seu melhor nível histórico no 4T23 e atingindo 12,5% do valor de referência do Brent.

Ressalta-se que a diversificação da carteira de clientes é importante vetor na melhoria da monetização do gás pela Companhia. Atualmente, a 3R possui contratos firmes com distribuidoras estaduais no Rio Grande do Norte, Bahia e Espírito Santo, além de ofertar parte da produção excedente no mercado livre de gás, através de contratos interruptíveis, para clientes como Shell, Galp, PetroReconcavo, Cegás e Origem Energia.

## Complexo Potiguar

No Complexo Potiguar, a verticalização substancial das operações no Rio Grande do Norte adiciona importante flexibilidade para a monetização da produção de óleo e gás da região, na medida em que grande parte da produção das concessões da Bacia Potiguar, incluindo a produção de terceiros, é recebida pelo Ativo Industrial de Guamaré, onde estão localizados o Terminal Aquaviário de Guamaré, a Refinaria Clara Camarão e as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, todos pertencentes à Companhia.

Atualmente, a Refinaria Clara Camarão é a principal consumidora de óleo na região, sendo o Terminal Aquaviário de Guamaré uma importante alternativa de acesso a outros mercados, por meio de operações de cabotagem para o mercado doméstico e/ou exportação.

Cabe mencionar que a produção de óleo do Polo Fazenda Belém, ativo *onshore* localizado no Estado do Ceará, continua sendo comercializada com a Refinaria Lubnor, localizada no mesmo estado. A logística de venda é feita através do transporte rodoviário, por carretas, custeada pelo comprador, e as condições comerciais de venda tomam como referência o preço do petróleo tipo Brent.

Em relação à produção de gás dos Polos Macau, Pescada e Potiguar, esta é enviada para tratamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, instaladas no Ativo Industrial, pertencente à Companhia. Parte relevante do volume de gás é consumido internamente, seja para geração de vapor, utilizada em reservatórios de óleo pesado, seja para o consumo no processo produtivo da refinaria. O volume residual de gás próprio é vendido para terceiros (Petrobras, Shell e Potigás).

Adicionalmente, cabe destacar que a Companhia possui contratos de comercialização de gás liquefeito de petróleo (GLP) junto às distribuidoras locais, além do fornecimento de C5+ para consumo interno, através da operação da refinaria.

**No 4T23, o preço médio de venda do petróleo do Complexo Potiguar foi de US\$ 75,6 por barril, enquanto a molécula de gás aferiu preço médio de US\$ 2,7 por MMBTU. Vale ressaltar que o volume de gás vendido em transações *intercompany* toma como referência um preço de transferência interno para a molécula. Considerando somente a venda da molécula de gás para terceiros, o preço médio no 4T23 foi de US\$ 7,0 por MMBTU.**

Importante destacar que a comercialização do Complexo Potiguar no trimestre foi impactada pelos efeitos das paradas programadas para manutenção da refinaria e da UPGN. Durante o período, o óleo foi comercializado através do terminal e as condições comerciais levaram em conta custos logísticos para entrega em outras regiões da costa e exportação. Em relação ao gás, a parada da UPGN durante o mês de novembro restringiu o recebimento de produção.

## Complexo Recôncavo

Os ativos do Complexo Recôncavo, formado pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, comercializam petróleo com refinarias privadas, localizadas no Estado da Bahia, com entrega feita majoritariamente através de oleodutos e complementada por transporte rodoviário, realizado por carretas. Adicionalmente, a Companhia também possui contrato de venda de petróleo para a Petrobras, com entrega através de oleodutos.

Em relação à produção de gás natural, o Complexo Recôncavo vende o gás seco para a distribuidora local, BahiaGás, após tratamento na Unidade de Processamento de Gás Natural de Catu (UPGC), pertencente à Petrobras. O contrato estabelece: (i) modalidade *take or pay*, (ii) precificação com parcela fixa e parcela variável indexada ao Brent, e (iii) custos de escoamento, transporte e processamento, integralmente reembolsados pelo comprador.

Adicionalmente, a Companhia vende gás no mercado livre, baseado na estratégia de monetizar um maior volume de produção. Um volume pequeno ainda é vendido em transações *intercompany*, especialmente voltados ao consumo de gás em operações de produção de óleo pesado do portfólio.

Cabe ainda destacar que a Companhia possui contratos de comercialização de líquidos processados de gás natural, C3+, com a Petrobras.

**No 4T23, o preço médio de venda do petróleo do Complexo Recôncavo foi de US\$ 83,9 por barril, enquanto a molécula de gás vendida aferiu US\$ 9,3 por MMBTU.** O preço de venda do gás incorpora os custos de processamento e transporte reembolsados pelo comprador.

Vale ressaltar que o volume de gás vendido em transações *intercompany* toma como referência um preço de transferência interno para a molécula. **Considerando somente a venda da molécula de gás para terceiros, o preço médio no 4T23 foi de US\$ 9,6 por MMBTU.** A melhora na precificação do gás no trimestre está diretamente relacionada às vendas no mercado livre, na qual a Companhia diversificou sua base de clientes e registrou condições comerciais mais competitivas.

## Polo Peroá

Em julho de 2023, a Companhia, por meio da subsidiária 3R Offshore, firmou contrato junto à Petrobras para acesso e processamento do gás natural na Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas – UTGC, localizada no Estado do Espírito Santo.

Concomitantemente, a subsidiária assinou contrato com a distribuidora do Espírito Santo, ES Gás, para venda do gás do Polo Peroá. O contrato tem vigência até dezembro de 2025 e prevê um volume firme diário de 400 mil m<sup>3</sup> de gás, sendo a precificação indexada ao Brent. Adicionalmente, o volume excedente de produção ao compromisso pode ser negociado entre as partes e/ou ofertado no mercado livre de gás natural.

Em relação aos líquidos derivados do processamento do gás natural, a Companhia possui contratos de comercialização do C5+ e condensado junto à Petrobras. Adicionalmente, o GLP é vendido à Nacional Gás e a Ultragaz.

**No 4T23, o preço médio de venda do petróleo produzido no ativo foi de US\$ 60,2 por barril, enquanto a molécula de gás registrou preço médio de US\$ 12,1 por MMBTU.** O preço de venda do gás incorpora os custos de escoamento, processamento e transporte reembolsados pelo comprador. A melhora na precificação do gás no trimestre está diretamente relacionada às vendas no mercado livre, no qual a Companhia diversificou sua base de clientes e registrou condições comerciais competitivas.

## Polo Papa Terra

O Polo Papa Terra tem sua produção de petróleo vendida diretamente na plataforma 3R-3 (FPSO), que escoar os volumes negociados através de navios aliviadores, cuja logística é de integral responsabilidade do comprador (modalidade *Incoterm Free On Board* – FOB).

Periodicamente, a Companhia faz ofertas do óleo produzido no ativo a mercado e os interessados apresentam propostas para determinado volume e período. Atualmente, a Petrobras é a compradora do óleo produzido no Polo Papa Terra.

**No 4T23, o preço médio de venda do petróleo produzido no ativo e vendido pela subsidiária 3R Offshore foi de US\$ 69,4 por barril.**

Cabe destacar que o aumento da capacidade de tancagem na plataforma 3R-3 (FPSO) e a maior resiliência dos sistemas de produção do ativo adicionam flexibilidade operacional à Companhia e abrem novas oportunidades

comerciais de melhor monetização da produção, tendo em vista a formação de lotes maiores, o que proporciona otimizações logísticas, bem como o atendimento a outros potenciais compradores, incluindo o mercado internacional.

### **Midstream & Downstream**

Após assumir a operação do segmento de *Mid & Downstream* em junho de 2023 e garantir a continuidade do abastecimento do mercado local, a Companhia avança na sua estratégia comercial e na busca constante por eficiência, assim como em oportunidades de monetização da produção do segmento.

Detentora de importante flexibilidade comercial a partir das instalações integradas que compõem o Ativo Industrial de Guamaré (AIG), com destaque para: (i) a Refinaria Clara Camarão, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré e (iii) as Unidades de Processamento de Gás de Guamaré (UPGNs), a Companhia é capaz de abastecer, de forma independente, tanto o mercado regional, como outras áreas do mercado doméstico (cabotagem) e internacional (exportação).

A 3R, além de produtora de petróleo na Bacia Potiguar, também é compradora do petróleo produzido por terceiros na região, sendo todo o volume direcionado para o Ativo Industrial de Guamaré através de oleodutos e/ou carretas. No AIG, a produção recebida por oleodutos passa pelas estações de tratamento e, em seguida, é direcionada para abastecimento da refinaria e/ou venda direta de petróleo cru através do terminal.

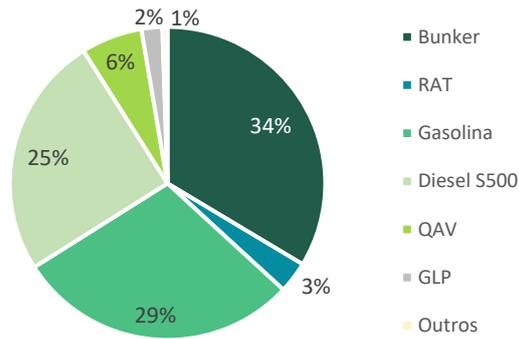
A refinaria é capaz de produzir e especificar (enquadrar nos padrões de mercado para comercialização) o querosene de aviação (QAV), o bunker (VLSFO) e o diesel marítimo (MGO). Enquanto o QAV é vendido em contratos com as distribuidoras, referenciados ao Preço de Paridade Internacional (PPI), o bunker é comercializado através de *tender offers* e todas as cargas foram exportadas.

No 4T23 a Companhia assinou, junto a uma distribuidora local, contrato para a venda de todo bunker produzido na refinaria a partir de 01 de janeiro de 2024, com preço referenciado no petróleo tipo Brent, somado a um *spread* positivo. Este contrato é um importante marco na estratégia comercial da Companhia, considerando que o Brasil ainda possui muitas oportunidades para crescimento do mercado de bunker, com alguns *hubs* ao longo da costa em fase de desenvolvimento, e que o derivado em questão representa uma parcela significativa do mix de produtos da refinaria, aproximadamente 50% da produção total de derivados.

O MGO é vendido no mercado *spot* através do terminal, com precificação alinhada à Paridade de Preços de Exportação (PPE), e também é utilizado no processo de *blending* (mistura) de outros derivados, como o bunker e na formação de diesel S500. A comercialização do diesel S500 e da gasolina é realizada a partir de contratos junto às distribuidoras, com precificação alinhada ao PPI, considerando que o processo de especificação desses produtos depende da importação de derivados, através do terminal, para *blend*.

A performance do segmento *mid & downstream* no 4T23 foi limitada pelas paradas programadas para manutenção da refinaria, de setembro a dezembro 2023, e da UPGN, em novembro de 2023. Durante esse período, o abastecimento do mercado se deu por meio da venda de estoque produzido durante o 3T23 e por atividades de comercialização de gasolina e diesel, adquiridos do mercado internacional.

O gráfico a seguir apresenta o detalhamento da composição da receita líquida de produtos derivados, R\$ 506,7 milhões, e a importante diversificação na base de clientes em função da comercialização dos produtos pela 3R. Cabe ressaltar que o volume de derivados vendido incorpora o processamento da produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros.



Como já mencionado, a integração do terminal com as atividades de *upstream* e *mid & downstream* é uma importante vantagem competitiva para a Companhia, na medida em que gera alternativas de monetização da produção bruta (mercado regional, nacional e internacional) e complementa as atividades de refino com a importação e exportação de produtos derivados.

Adicionalmente, a Companhia oferece o acesso à infraestrutura do terminal aquaviário para utilização por terceiros, quando há disponibilidade, mediante pagamento de tarifa, seja para comercialização de produção bruta, ou para a importação de produtos derivados.

No que se refere às UPGNs, a Companhia realiza o processamento do gás próprio, sendo a maior parte consumida nas suas operações. Em relação ao gás de terceiros, a Companhia presta serviços de compressão, processamento e escoamento da produção.

Por fim, cabe ainda mencionar que, a partir da completa infraestrutura presente no Ativo Industrial de Guamaré, a 3R passa a prestar serviços de suporte à produção, escoamento e tratamento, sendo uma fonte alternativa de monetização das instalações.

## Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta abaixo a demonstração de resultados consolidada referente ao quarto trimestre e ao ano de 2023, que reflete o desempenho financeiro dos ativos operados, além do resultado de 35% do Polo Pescada, este último sob operação da Petrobras. Os segmentos *upstream* e *mid & downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a disponibilizar uma visão individualizada do desempenho financeiro de cada segmento e sua contribuição para o resultado consolidado da Companhia.

As informações por segmento de negócio são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente a cada segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio, e utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões na alocação de recursos, bem como avaliação de desempenho. Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre subsidiárias e segmentos de negócio da Companhia (*intercompany*). As transações *intercompany* entre segmentos de negócio são valoradas a preços internos de transferência, apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo tais transações eliminadas, fora dos segmentos de negócio, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado na receita líquida pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV), justificado, principalmente, pelo fato de que parte dos insumos do segmento *mid & downstream*, comprados ou transferidos do segmento *upstream*, podem não ser vendidos no mesmo período de competência, sendo então registrados no estoque.

As informações por segmento operacional apresentadas nesse relatório estão condizentes com a nota explicativa número 30 das demonstrações financeiras da Companhia, referente aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

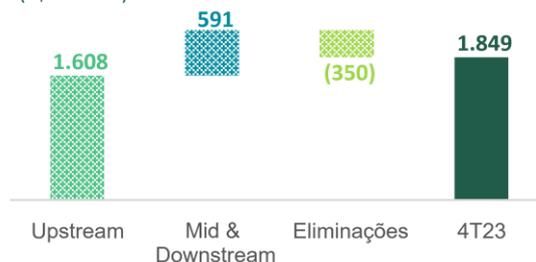
Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	4T23	4T22		3T23		2023	2022	
					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ A/A	3R	3R	Δ A/A
<b>Em milhares de reais</b>												
Receita Líquida	1.608.338	590.839	-	(349.727)	1.849.450	445.130	315,5%	2.360.259	-21,6%	5.619.989	1.722.422	226,3%
Custo do Produto Vendido	(951.735)	(577.408)	-	258.554	(1.270.588)	(287.041)	342,7%	(1.624.045)	-21,8%	(3.862.029)	(835.544)	362,2%
Custos de operação	(500.651)	(517.745)	-	254.069	(764.327)	(103.635)	637,5%	(1.089.433)	-29,8%	(2.386.805)	(241.215)	889,5%
Aluguel de área	(15.097)	-	-	-	(15.097)	(9.829)	53,6%	(17.525)	-13,9%	(48.489)	(29.164)	66,3%
Royalties	(99.649)	-	-	-	(99.649)	(31.313)	218,2%	(128.237)	-22,3%	(331.396)	(144.078)	130,0%
Depreciação e amortização	(181.453)	(14.319)	-	2.118	(193.654)	(87.753)	120,7%	(196.183)	-1,3%	(551.495)	(248.747)	121,7%
Tratamento de água e energia elétrica	(38.580)	-	-	-	(38.580)	(13.956)	176,4%	(30.570)	26,2%	(105.112)	(50.270)	109,1%
Processamento e transporte de gás	(70.029)	(14.575)	-	2.350	(82.254)	(27.234)	202,0%	(80.204)	2,6%	(212.479)	(59.178)	259,0%
Licenciamento e gastos ambientais	(28.670)	(1.640)	-	-	(30.310)	(11.514)	163,2%	(24.089)	25,8%	(76.305)	(11.514)	562,7%
Custo de Pessoal	(22.021)	(14.955)	-	9.687	(27.289)	(10.309)	164,7%	(34.222)	-20,3%	(99.118)	(36.404)	172,3%
Outros	4.416	(14.174)	-	(9.670)	(19.428)	8.502	-328,5%	(23.582)	-17,6%	(50.830)	(14.974)	239,5%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>656.603</b>	<b>13.431</b>	<b>-</b>	<b>(91.173)</b>	<b>578.862</b>	<b>158.089</b>	<b>266,2%</b>	<b>736.214</b>	<b>-21,4%</b>	<b>1.757.960</b>	<b>886.878</b>	<b>98,2%</b>
Despesas G&A	(36.799)	(6.052)	(47.316)	(0)	(90.168)	(86.107)	4,7%	(123.080)	-26,7%	(443.960)	(339.003)	31,0%
Outras receitas e despesas operacionais	21.969	(149)	580	-	22.400	(213.810)	-	(5.942)	-	(48.130)	(276.818)	-82,6%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>641.773</b>	<b>7.230</b>	<b>(46.736)</b>	<b>(91.173)</b>	<b>511.094</b>	<b>(141.828)</b>	<b>-</b>	<b>607.192</b>	<b>-15,8%</b>	<b>1.265.870</b>	<b>271.057</b>	<b>367,0%</b>
Resultado Financeiro Líquido	42.550	507	(6.297)	-	36.761	(105.572)	-	(718.976)	-	(675.076)	(485.190)	39,1%
Receita Financeira	122.881	926	123.659	(27.622)	219.844	(187.156)	-	81.102	171,1%	650.055	319.817	103,3%
Despesa Financeira	(80.331)	(419)	(129.956)	27.622	(183.083)	81.584	-	(800.078)	-77,1%	(1.325.131)	(805.007)	64,6%
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>684.323</b>	<b>7.738</b>	<b>(53.033)</b>	<b>(91.173)</b>	<b>547.855</b>	<b>(247.400)</b>	<b>-</b>	<b>(111.784)</b>	<b>-</b>	<b>590.794</b>	<b>(214.133)</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social	(115.261)	(26.969)	-	1.552	(140.678)	208.429	-	34.331	-	(165.579)	341.849	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>569.062</b>	<b>(19.231)</b>	<b>(53.033)</b>	<b>(89.621)</b>	<b>407.177</b>	<b>(38.971)</b>	<b>-</b>	<b>(77.453)</b>	<b>-</b>	<b>425.215</b>	<b>127.716</b>	<b>232,9%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(115.261)	(26.969)	-	1.552	(140.678)	208.429	-	34.331	-	(165.579)	341.849	-
Resultado Financeiro Líquido	42.550	507	(6.297)	-	36.761	(105.572)	-	(718.976)	-	(675.076)	(485.190)	39,1%
Depreciação e Amortização	(174.770)	(14.319)	-	(4.565)	(193.654)	(87.750)	120,7%	(196.183)	-1,3%	(551.495)	(248.747)	121,7%
Depreciação e Amortização G&A	(10.962)	(106)	(2.267)	-	(13.335)	(12.569)	6,1%	(25.196)	-47,1%	(68.605)	(30.555)	-
<b>EBITDA</b>	<b>827.505</b>	<b>21.656</b>	<b>(44.470)</b>	<b>(86.608)</b>	<b>718.083</b>	<b>(41.509)</b>	<b>-</b>	<b>828.571</b>	<b>-13,3%</b>	<b>1.885.970</b>	<b>550.358</b>	<b>242,7%</b>
Margem EBITDA	51,5%	3,7%	-	24,8%	38,8%	-	-	35,1%	3,7 p.p.	33,6%	12,0%	1,6 p.p.
Ajustes não recorrentes	(21.484)	-	-	-	(21.484)	154.148	-	-	-	(5.685)	359.242	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>806.021</b>	<b>21.656</b>	<b>(44.470)</b>	<b>(86.608)</b>	<b>696.599</b>	<b>112.639</b>	<b>6,2x</b>	<b>828.571</b>	<b>-15,9%</b>	<b>1.880.285</b>	<b>709.600</b>	<b>165,0%</b>
Margem EBITDA Ajustado	50,1%	3,7%	-	24,8%	37,7%	25,3%	12,4 p.p.	35,1%	2,6 p.p.	33,5%	41,2%	-7,7 p.p.

## Receita Líquida

A receita líquida consolidada somou R\$ 1.849,5 milhões no quarto trimestre, crescimento de 4,2x (315,5%) A/A e redução de 21,6% T/T. Esse resultado é composto por: (i) R\$ 1.608,3 milhões registrados no segmento *upstream*, o qual contempla, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural para terceiros e subsidiárias do Grupo 3R, (ii) R\$ 590,8 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, o qual abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário, e (iii) R\$ 349,7 milhões em eliminações, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre empresas do Grupo 3R.

### Composição da Receita Líquida

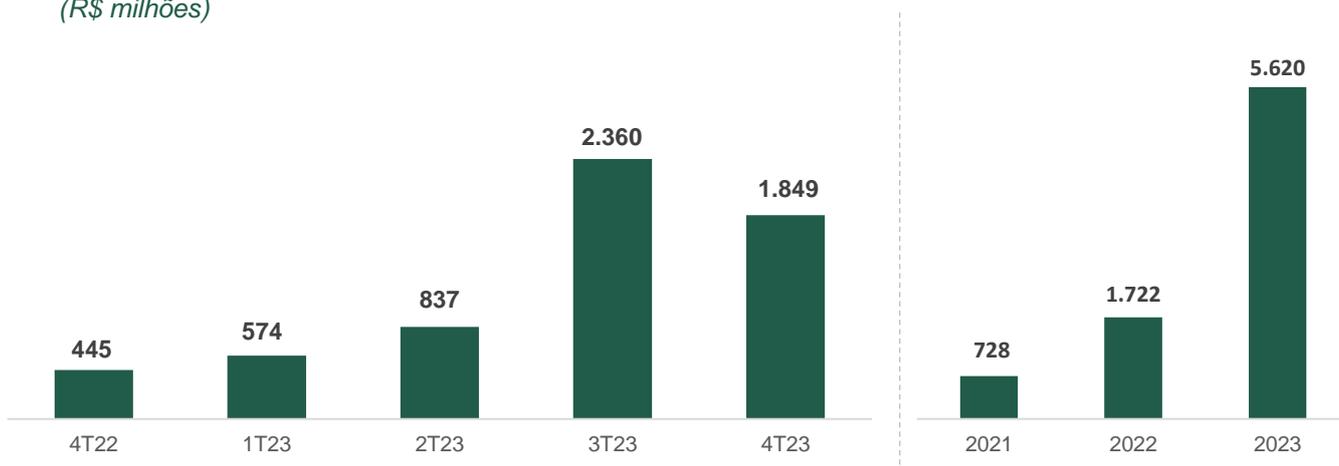
(R\$ milhões)



Em 2023, a receita líquida consolidada da Companhia acumulou R\$ 5.620,0 milhões, aumento de 3,3x (226,3%) A/A, sendo: (i) R\$ 4.452,1 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 2.380,6 milhões referentes ao segmento de *mid & downstream*, e (iii) R\$ 1.212,8 milhões em eliminações *intercompany*.

## Receita Líquida

(R\$ milhões)



O segmento de *upstream* registrou receita líquida de R\$ 1.608,3 milhões no 4T23, alta de 3,6x (261,3%) A/A e +6,8% T/T, sendo: (i) R\$ 1.392,2 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 205,9 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 9,5 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 0,6 milhão referente à prestação de serviços de tratamento de água, compressão de gás e abastecimento elétrico.

A performance do segmento *upstream* é justificada, principalmente: (i) pelo crescimento orgânico de produção no trimestre, +7,4% T/T, e (ii) pela revenda de petróleo cru adquirido de terceiros para formação de lote de carga no terminal, parcialmente compensados (iii) por condições comerciais temporariamente mais restritas no Complexo Potiguar, em razão da parada programada da refinaria para manutenção no trimestre, e (iii) pelo efeito negativo do Brent médio mais depreciado, -2,8% T/T.

### Receita Líquida Upstream 4T23



### Receita Líquida Mid & Downstream 4T23



O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 590,8 milhões no 4T23, redução de 61,3% T/T, sendo: (i) R\$ 536,8 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 54,0 milhões referentes à prestação de serviços.

A performance do segmento *mid & downstream* é explicada, principalmente: (i) pela parada programada da refinaria para manutenção, de setembro a dezembro de 2023, e (ii) pela parada programada da UPGN III para manutenção, em novembro de 2023, parcialmente compensadas (iii) pela venda de estoque de períodos anteriores, (iv) por comercialização de gasolina e diesel para suprimento do mercado regional, (v) pela maior monetização das instalações próprias (Ativo Industrial de Guamaré, dutos e Terminal Aquaviário) utilizadas por terceiros, e (vi) pela prestação de serviços, especialmente de tratamento de óleo e processamento de gás natural, a terceiros.

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, a receita líquida do 4T23 registrou R\$ 1.849,5 milhões, composta pelas seguintes contribuições: (i) R\$ 1.058,2 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 546,3 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 195,6 milhões oriundos da venda de gás, e (iii) R\$ 49,4 milhões através da prestação de serviços.

### Receita Líquida Consolidada 4T23



## Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.270,6 milhões no 4T23, +4,4x (+342,7%) A/A e -21,8% T/T. O desempenho decorre, principalmente: (i) das paradas programadas para manutenção das instalações do segmento *mid & downstream*: (a) refinaria, de setembro a dezembro de 2023, e (b) UPGN III, em novembro de 2023, (ii) por maior eficiência no custo de extração (*lifting cost*) do segmento *upstream*, e (iii) por maiores custos relacionados às atividades de integridade e manutenção de instalações de produção e operação em ambos os segmentos.

O segmento de *upstream* registrou CPV de R\$ 951,7 milhões no 4T23, +3,3x (+231,6%) A/A e +14,1% T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* apresentou CPV de R\$ 577,4 milhões, - 57,5% T/T. As eliminações intragrupo somaram R\$ 258,6 milhões, -54,6% T/T. A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado no custo dos produtos vendidos difere do montante de eliminação aferido na receita líquida, principalmente por efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a estoque de período (trimestre) anterior e parte dos insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram vendidos no trimestre, sendo registrados no estoque do segmento.

No ano o CPV somou R\$ 3.862,0 milhões, +4,6x (+362,2%) A/A, justificado, principalmente: (i) pelos custos associados ao Polo Potiguar, incorporado ao portfólio em junho de 2023, incluindo a introdução do segmento *mid & downstream*, (ii) pelos custos associados ao Polo Papa Terra, incorporado ao portfólio em dezembro de 2022, (iii) por maiores custos operacionais, função do aumento orgânico de produção em 2023, e (iv) pelo maior registro de depreciação e amortização do custo, diretamente relacionado ao aumento de produção e ativos.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 90,2 milhões no 4T23, +4,7% A/A e -26,7% T/T. A performance do trimestre é explicada, principalmente: (i) por menores despesas com pessoal, e (ii) pela menor depreciação registrada no período. Do montante total de G&A registrado no trimestre, (a) R\$ 36,8 milhões

referem-se ao segmento *upstream*, (b) R\$ 6,1 milhões estão relacionados ao segmento *mid & downstream*, e (c) R\$ 47,3 milhões referentes à estrutura corporativa da Companhia, *holding*.

**No ano, o G&A registrou R\$ 444,0 milhões, +31,0% A/A**, explicado, principalmente: (i) pela ampliação da estrutura corporativa, alinhada ao aumento do portfólio, (ii) pela expansão de sistemas de tecnologia da informação (TI) e telecomunicações, e (iii) pelo registro de maior depreciação e amortização.

**As outras receitas operacionais somaram R\$ 38,7 milhões no 4T23, comparadas a despesa de R\$ 5,9 milhões no 3T23 e despesa de R\$ 90,5 milhões no mesmo período do ano anterior.** O resultado do trimestre é explicado pela redução de R\$ 37,7 milhões na provisão de abandono do Polo Pescada.

**No ano, as outras despesas operacionais registraram R\$ 5,4 milhões, -96,5% A/A.** Esse resultado reflete, principalmente: (i) a redução nos custos de transição operacional em 2023, (ii) a provisão de despesa de pagamento contingente (*earn-out*) devida ao antigo controlador registrada em 2022, R\$ 58,7 milhões, referente ao uso de prejuízo fiscal acumulado do Grupo Ouro Preto, e (iii) a remensuração da provisão de abandono de ativos.

**No 4T23 a Companhia registrou R\$ 16,3 milhões referentes à provisão no valor recuperável de ativos, *impairment*, referente ao Campo de Camarão, ativo pertencente à subsidiária 3R Offshore. Em 2023, o *impairment* do referido ativo somou R\$ 42,8 milhões.** A revisão no valor recuperável do ativo está baseada em atualizações de premissas que envolvem análise de reservatório, condições comerciais, investimentos futuros e taxa de desconto.

## Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 4T23 com lucro bruto de R\$ 578,9 milhões, +3,7x (+266,2%) A/A e -21,4% T/T**, dos quais: (i) R\$ 656,6 milhões de contribuição do segmento *upstream*, (ii) R\$ 13,4 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 91,2 milhões em eliminações *intercompany*.

**O lucro operacional registrou R\$ 511,1 milhões no 4T23, -15,8% T/T**, sendo: (i) R\$ 641,8 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 7,2 milhões de contribuição do segmento *mid & downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 46,7 milhões em despesas corporativas e (iv) R\$ 91,2 milhões em eliminações *intercompany*.

**Em 2023, o lucro bruto acumulou R\$ 1.758,0 milhões, +98,2% A/A, enquanto o lucro operacional registrou R\$ 1.265,9 milhões, +4,7x (+367,0%) A/A.**

## Resultado Financeiro

**O resultado financeiro líquido do 4T23 foi positivo em R\$ 36,8 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 105,6 milhões no 4T22 e negativo de R\$ 719,0 milhões no trimestre anterior.** A performance do 4T23 é explicada, principalmente: (i) pelo resultado positivo de instrumentos de *hedge* de petróleo, R\$ 166,6 milhões, (ii) pelo efeito positivo de variação cambial, R\$ 235,7 milhões, parcialmente compensados por despesas financeiras, (iii) com juros dos instrumentos financeiros contratados, R\$ 260,4 milhões, (iv) referentes à remensuração da provisão de abandono de ativos, R\$ 41,0 milhões, e (v) relacionadas a outros efeitos que somaram R\$ 64,1 milhões.

**O resultado financeiro líquido, com efeito caixa, encerrou o trimestre negativo em R\$ 183,8 milhões, justificado pelos pagamentos:** (a) de R\$ 190,8 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas, (b) de R\$ 6,7 milhões em ajustes de instrumentos de *hedge* de petróleo, e (c) de R\$ 5,2 milhões referentes à variação cambial, parcialmente compensados por (d) R\$ 18,9 milhões de resultado líquido de aplicações financeiras.

Em 2023, o resultado financeiro líquido acumulou despesa de R\$ 675,1 milhões, +39,1% A/A. O resultado é explicado, por R\$ 650,1 milhões em receitas financeiras, sendo: (i) R\$ 254,8 milhões em resultado de aplicações financeiras, (ii) R\$ 157,0 milhões em ganhos com operações de *hedge* de petróleo, e (iii) R\$ 128,4 milhões em resultado de variação cambial, relacionado a valores a pagar por aquisições e instrumentos financeiros indexados ao dólar americano. As despesas financeiras somaram R\$ 1.325,1 milhões, sendo: (a) R\$ 663,8 milhões referentes a juros, (b) R\$ 131,8 milhões em atualização monetária de valores a pagar por aquisição, (c) R\$ 131,4 milhões em perdas com operações de *hedge* de petróleo, e (d) R\$ 118,2 milhões em incremento de provisão de abandono.

No que se refere à estratégia de *hedge*, a Companhia encerrou o quarto trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, *hedge* de petróleo, equivalentes a 7.807 mil barris de petróleo em um horizonte de 24 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 1.769 mil barris a um preço médio de US\$ 80,4 por barril, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 6.038 mil barris, com piso médio de US\$ 55,3 e teto médio de US\$ 94,8 por barril.

A Companhia manterá a estratégia de *hedge* de petróleo alinhada às obrigações previstas nos instrumentos de dívida contratados para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, os quais estabelecem que, durante a vigência dos contratos, a 3R deverá manter instrumentos de *hedge* de petróleo para proteger de forma recorrente (*rolling basis*): (i) 55% das curvas de produção PDP (reservas provadas desenvolvidas em produção) projetadas nas certificações de reservas dos ativos das Bacias Potiguar e do Recôncavo nos primeiros 12 meses, e (ii) 40% para os 12 meses subsequentes (13º ao 24º mês), para os mesmos ativos, atualizadas mensalmente com base na produção realizada.

A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 4T23.

<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	
NDF				Collar		Put	Call	
	429	\$ 83,4	1T24		863	\$ 59,3	\$ 98,4	1T24
	412	\$ 81,3	2T24		878	\$ 55,6	\$ 95,6	2T24
	383	\$ 79,8	3T24		715	\$ 52,2	\$ 98,2	3T24
	358	\$ 78,3	4T24		645	\$ 51,0	\$ 98,1	4T24
	165	\$ 76,6	1T25		751	\$ 50,9	\$ 97,5	1T25
	22	\$ 74,5	2T25		1137	\$ 53,7	\$ 92,0	2T25
	-	-	-		545	\$ 65,4	\$ 86,3	3T25
	-	-	-		505	\$ 56,5	\$ 89,9	4T25
<b>Total</b>	<b>1.769</b>	<b>\$ 80,4</b>	<b>-</b>	<b>Total</b>	<b>6.038</b>	<b>\$ 55,3</b>	<b>\$ 94,8</b>	<b>-</b>

## Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) somaram R\$ 140,7 milhões no 4T23, comparado com crédito de R\$ 208,4 milhões no mesmo período do ano anterior, e crédito de R\$ 34,3 milhões no 3T23. O resultado do trimestre é justificado pelo aumento do lucro antes de IR e CSLL, sendo esse impactado no trimestre anterior pelo resultado financeiro negativo, em razão de efeitos de marcação a mercado de instrumentos financeiros.

No ano, as despesas com imposto de renda e contribuição social somaram R\$ 165,6 milhões, comparado a um crédito de R\$ 341,8 milhões no ano anterior. A performance é explicada: (i) pelo registro de lucro antes de IR e CSLL em 2023, comparado a uma base negativa em 2022, e (ii) pela redução no IR diferido de 2023, quando comparado com o ano anterior.

## Lucro Líquido

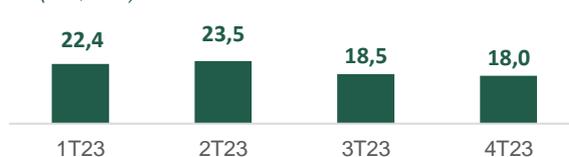
Em consolidação à dinâmica supracitada, a **Companhia encerrou o quarto trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 407,2 milhões**, comparado a um prejuízo de R\$ 39,0 milhões no mesmo período do ano anterior, e prejuízo de R\$ 77,5 milhões no 3T23.

**No ano o lucro líquido consolidado somou R\$ 425,2 milhões, crescimento de 3,3x ou 233,0% quando comparado a 2022.**

## Lifting Cost

A Companhia registrou custo de extração, *lifting cost*, médio ponderado de **US\$ 18,0/boe no 4T23, redução de 12,0% A/A e 2,9% T/T**, considerando as operações *onshore* nos Complexos Potiguar<sup>9</sup> e Recôncavo, e os ativos *offshore*, Polos Papa Terra e Peroá. No ambiente *onshore*, o *lifting cost* registrou US\$ 16,7/boe no 4T23, +3,1% T/T, enquanto na vertente *offshore* o indicador aferiu US\$ 21,8/boe, redução de 15,7% T/T.

### Lifting Cost (US\$/ bbl)



O *lifting cost* reportado contempla todos os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, *royalties*, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos e que não tenham relação com a extração dos hidrocarbonetos.

A redução do *lifting cost* registrado no trimestre reflete, principalmente: (i) a importante diluição de custos operacionais, a partir do aumento da escala de produção do portfólio, (ii) a otimização de contratos e serviços de operação e manutenção dos ativos, parcialmente compensados (iii) por atividades de manutenção preventiva e corretiva e recuperação da integridade de instalações operacionais.

O Complexo Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 16,0/boe no 4T23, +17,4% T/T, justificado: (i) por novos contratos relacionados à operação e manutenção do Polo Potiguar, (ii) por atividades de manutenção e integridade nas instalações operacionais, (iii) por maiores custos relacionados a licenças ambientais, parcialmente compensados, (iv) pelo maior volume de produção registrado no trimestre.

O Complexo Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 18,8/boe no 4T23, -29,7% T/T. O desempenho é explicado principalmente pela maior eficiência operacional registrada no trimestre, resultando em aumento de produção e consequente diluição de custos. Adicionalmente, destacam-se as otimizações logísticas para venda de óleo por duto e menor consumo de produtos químicos no tratamento da produção.

O Polo Peroá encerrou o 4T23 com *lifting cost* médio de US\$ 5,4/boe, -5,7% T/T. O resultado é justificado por menores custos relacionados à manutenção preventiva executados no trimestre anterior e pela otimização de contratos de transporte aéreo e marítimo.

O Polo Papa Terra reportou US\$ 27,2/boe de *lifting cost* médio no 4T23, -22,2% T/T. A performance é explicada: (i) pela diluição de custos fixos, suportada pelo importante aumento de produção no trimestre, e (ii) pela maior resiliência operacional do ativo, minimizando a incorrência de custos emergenciais, parcialmente compensadas (iii) por custos relacionados a atividades de manutenção preventiva e corretiva nas instalações de superfície das plataformas 3R-2 (TLWP) e 3R-3 (FPSO).

<sup>9</sup> Incluindo os 35% do Polo Pescada, operado pela Petrobras

## EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 696,6 milhões no trimestre, +6,2x (+518,4%) A/A e -15,9% T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 806,0 milhões registrados no segmento *upstream*, e (ii) o resultado positivo de R\$ 21,7 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 44,5 milhões negativos, referentes a despesas da estrutura corporativa, e (iv) R\$ 86,6 milhões em eliminações *intercompany*.

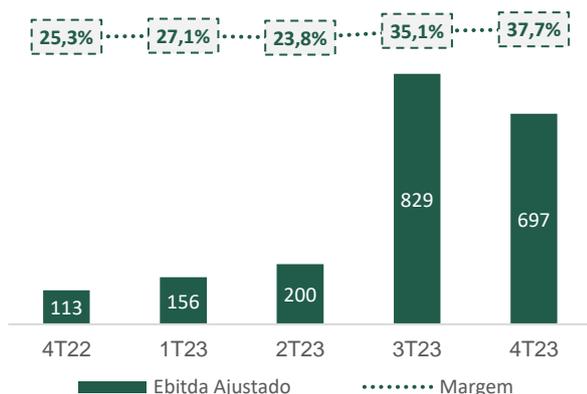
No trimestre, a performance do EBITDA Ajustado é suportada pela maior contribuição do segmento *upstream*, +0,8% T/T, função: (a) do aumento orgânico da produção de óleo e gás, (b) da maior diluição de custos operacionais, com reflexo na redução do *lifting cost* consolidado, e (c) da diversificação da base de clientes e melhor monetização da produção nas Bacias do Espírito Santo e do Recôncavo, compensados (i) pelos efeitos das paradas programadas realizadas nas instalações de *mid & downstream* durante o trimestre, e (iii) em razão do Brent médio mais depreciado T/T.

Os ajustes registrados no EBITDA do 4T23 referem-se a: (i) R\$ 37,7 milhões de estorno de provisão de abandono de ativos, parcialmente compensado (ii) por R\$ 16,3 milhões referentes à provisão no valor recuperável de ativos, *impairment*, referente ao Campo de Camarão. O EBITDA consolidado do 4T23 somou R\$ 718,1 milhões.

### Ebitda Ajustado e Margem Ebitda

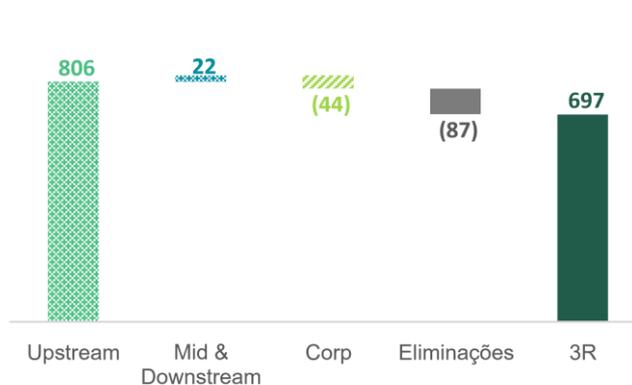
#### Ajustada

(R\$ milhões)



### Composição do EBITDA Ajustado 4T23

(R\$ milhões)



Além de ressaltar a positiva contribuição dos segmentos *upstream* e *mid & downstream* na geração de EBITDA, a Companhia destaca a evolução da margem registrada no trimestre. **No 4T23, a margem EBITDA Ajustada consolidada atingiu 37,7%, +12,4 p.p. A/A e +2,6 p.p. T/T.**

Em uma análise por unidade de negócio, sem considerar o EBITDA corporativo e as eliminações *intercompany*, **o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 50,1% no 4T23, +24,8 p.p. A/A e -3,0 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 3,7%, -7,9 p.p. T/T.**

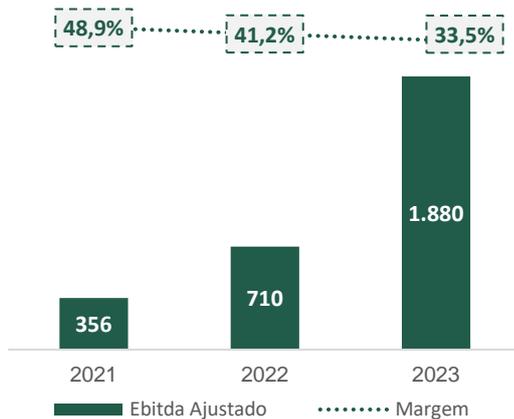
**Em 2023, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 1.880,3 milhões, +2,6x (165,0%) A/A, sendo:** (i) R\$ 2.076,3 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 201,9 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 199,4 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 198,5 milhões em eliminações *intercompany*.

Reforça-se que apesar do expressivo resultado registrado em 2023, a Companhia concluiu a aquisição do Polo Potiguar apenas em junho desse ano, sendo este um ativo estratégico no portfólio: (a) com importante contribuição no segmento *upstream*, ancorado na produção de óleo, (b) com operações no segmento *mid &*

downstream, (c) com infraestrutura e instalações que colocam a Companhia em uma posição de destaque e liderança na Bacia Potiguar, e (d) com muitas oportunidades de crescimento de produção, diversificação comercial, parcerias estratégicas e aumento de escala operacional nas instalações pré-existentes.

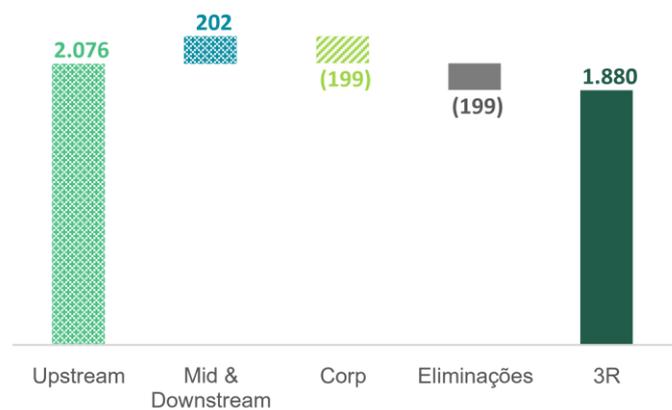
### EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustada

(R\$ milhões)



### Composição do EBITDA Ajustado 2023

(R\$ milhões)



## Capex

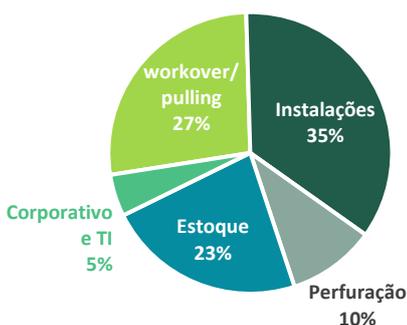
A 3R registrou Capex de R\$ 815,0 milhões ou US\$ 164,5 milhões no quarto trimestre de 2023, crescimento de 5,4x (443,7%) A/A e +95,7% T/T em dólar americano. A aceleração do capex no trimestre é explicada: (i) pelo aumento do número de intervenções em poços, incluindo a campanha de *workover offshore* em Papa Terra e perfuração no Complexo Potiguar, (ii) pela revitalização e expansão de instalações de produção, e (iii) pela aquisição de materiais e equipamentos para a campanha de investimento 2024.

A aplicação do investimento no 4T23 foi direcionada para: (i) atividades de *workover* e reativação de poços, R\$ 302,5 milhões, (ii) projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, R\$ 332,7 milhões, (iii) atividades relacionadas às campanhas de perfuração, R\$ 103,3 milhões, (v) aquisição de materiais para estoque, R\$ 52,0 milhões, e (vi) R\$ 24,6 milhões em projetos corporativos, incluindo tecnologia da informação e telecom.

Capex por atividade 4T23



Capex por atividade 2023

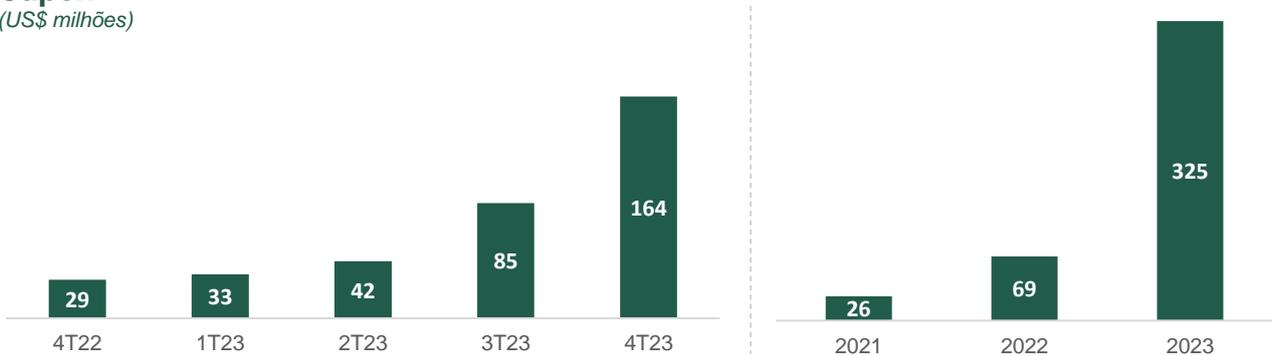


Em termos de unidade de negócio, R\$ 777,6 milhões do capex aplicado no 4T23 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 30,7 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 6,7 milhões foi consumida pelo segmento corporativo.

Em 2023, a aplicação de Capex acumulou R\$ 1.610,2 milhões ou US\$ 324,7 milhões, crescimento de 4,7x (367,0%) A/A em dólar americano. Deste volume, cerca de R\$ 1.402,9 milhões ou US\$ 282,9 milhões foram efetivamente aplicados em projetos de investimento e cerca de R\$ 207,3 milhões ou US\$ 41,8 milhões compõem o saldo de itens de almoxarifado que serão alocados ao longo de 2024. Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.562,2 milhões do capex aplicado no ano foram alocados no segmento

*upstream*, enquanto R\$ 30,7 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 17,3 milhões foi consumida pelo segmento corporativo.

### Capex (US\$ milhões)



## Fluxo de Caixa Direto

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais acelerou no 4T23 e somou R\$ 611,5 milhões, +35,4% T/T, já considerando o pagamento de R\$ 6,7 milhões referentes ao ajuste de contratos de *hedge* de petróleo.

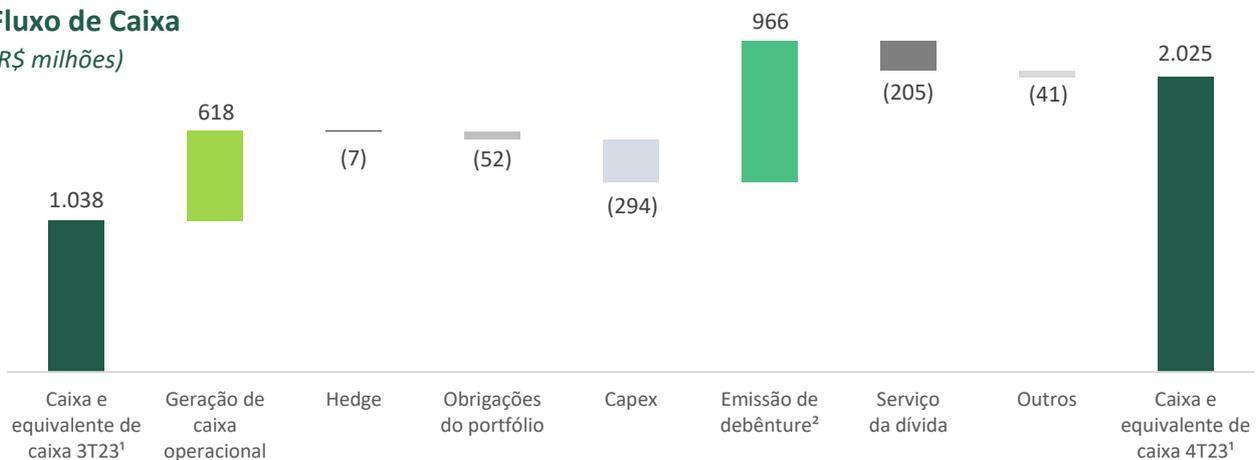
A performance do trimestre é explicada, principalmente: (i) pela evolução operacional orgânica do segmento *upstream*, (ii) pelo maior recebimento de vendas realizadas no trimestre anterior, parcialmente compensados, (iii) pelos efeitos das paradas programadas para manutenção do segmento *mid & downstream*.

As atividades de investimento consumiram R\$ 345,3 milhões do caixa no 4T23, comparado a um consumo de R\$ 403,7 milhões no trimestre anterior. O resultado decorre: (i) do pagamento de R\$ 293,6 milhões referentes à aplicação de capex, +22,9% T/T, e (ii) do pagamento da parcela de ajuste de preço referente à aquisição do Polo Potiguar, R\$ 51,6 milhões.

As atividades de financiamento geraram R\$ 771,7 milhões no 4T23, comparado a um consumo de R\$ 6,1 milhões no 3T23. O resultado do trimestre reflete: (i) a emissão de debêntures de infraestrutura, R\$ 1.000,0 milhões, parcialmente compensada (ii) pelo pagamento de R\$ 204,6 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, a geração de caixa líquida do trimestre foi positiva em R\$ 1.037,9 milhões, comparada a R\$ 43,2 milhões gerados no trimestre anterior. Importante destacar que, mesmo excluindo os recursos da emissão de debêntures de infraestrutura, a Companhia registrou geração de caixa líquida positiva no trimestre.

### Fluxo de Caixa (R\$ milhões)



<sup>1</sup> O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de conta reserva (contabilizado no caixa restrito) e aplicações financeiras, excluído do montante do TRS da 3R Lux que compensa a dívida contratada (UMB) pela mesma subsidiária.

<sup>2</sup> O montante referente à terceira emissão de debêntures da Companhia está apresentado líquido de custos de transação.

**No ano, as atividades operacionais geraram R\$ 1.008,7 milhões, +11,2x (1.017,0%) A/A.** Esse resultado reflete: (i) o importante crescimento orgânico de produção ao longo do ano, (ii) a incorporação do Polo Potiguar em junho de 2023, com impacto positivo nos segmentos *upstream* e *mid & downstream*, e (iii) a melhor monetização da produção, a partir da renegociação de contratos e expansão da base de clientes, parcialmente compensados (iv) pelo custo com a aquisição de estoque no *closing* do Polo Potiguar, R\$ 316,0 milhões, (v) por despesas com contratos de *hedge* de petróleo, R\$ 16,2 milhões, e (vi) por despesas com impostos sobre lucro, R\$ 209,4 milhões.

**Em 2023, as atividades de investimento consumiram R\$ 8.618,7 milhões, +24,1x (2.313,9%) A/A.** O resultado é justificado: (i) pela aquisição do Polo Potiguar e pelo pagamento de parcelas contingentes e diferidas de ativos adquiridos, R\$ 5.308,4 milhões, (ii) pela aplicação de capex, R\$ 838,6 milhões, e (iii) por efeitos da aplicação financeira da 3R Lux, incluindo conta reserva, a partir de empréstimo contratado pela referida subsidiária, R\$ 2.471,8 milhões.

**O caixa gerado pelas atividades de financiamento somou R\$ 8.691,3 milhões em 2023, +9,1x (+807,9%) A/A.** A performance do ano é explicada: (i) pelas emissões de debêntures realizadas para financiamento da aquisição de ativos e aplicação de capex, R\$ 6.145,4 milhões, (ii) pela contratação de empréstimos para capital de giro e financiamento da aquisição de ativos, R\$ 2.708,7 milhões, (iii) pelo aumento de capital realizado para fortalecimento de caixa, R\$ 900 milhões, parcialmente compensados (iv) por pagamentos relacionados ao serviço das dívidas contratadas, R\$ 1.064,2 milhões.

## Estrutura de Capital

**A Companhia encerrou o ano com posição de caixa e equivalentes, acrescido de aplicações financeiras, incluindo TRS da 3R Lux, e saldo de conta reserva, de R\$ 4.497,8 milhões, +27,1% T/T, ou US\$ 929,1 milhões, +31,5% T/T em dólar americano.** Esse resultado é explicado, principalmente: (i) pela positiva geração de caixa operacional no 4T23, R\$ 611,5 milhões, e (ii) pela emissão de debêntures de infraestrutura, R\$1.000,0 milhão, parcialmente compensados (iv) pela aplicação de investimentos (capex), R\$ 293,6 milhões, (v) pelo pagamento do serviço da dívida, R\$ 196,4 milhões e (vi) pelo pagamento de parcela de ajuste de preço referente à aquisição do Polo Potiguar, R\$ 51,3 milhões.

**Em novembro de 2023, a Companhia concluiu sua 3ª emissão de debêntures: (a) montante de R\$ 1.000,0 milhões, (b) vencimento em outubro de 2033 (carência de principal por 5 anos) e (iii) remuneração referenciada em IPCA + 8,42% ao ano.** A emissão, debêntures de infraestrutura, contou com o incentivo previsto na Lei 12.431/2011 e os recursos serão utilizados para pagamento e/ou reembolso de gastos e/ou despesas relacionadas à implantação dos projetos de revitalização de campos maduros de petróleo e gás natural nas Bacias Potiguar e do Recôncavo.

**A dívida bruta<sup>10</sup>, incluindo a dívida da 3R Lux (UMB), encerrou 2023 em R\$ 9.300,4 milhões, +8,7% T/T, ou US\$ 1.921,0 milhões, +12,4% T/T.** O resultado é explicado, principalmente: (i) pela emissão de debêntures de infraestrutura, R\$ 1.000 milhões, e (ii) pela atualização de juros e correção monetária sobre os instrumentos de dívida anteriormente contratados.

Importante destacar que os recursos contratados pela 3R Lux (UMB), US\$ 500 milhões, estão aplicados pela subsidiária, sendo que a referida aplicação financeira (TRS 3R LUX) é uma garantia da emissão de debêntures realizada pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

<sup>10</sup> Não considera R\$ 45,3 milhões em arrendamentos.

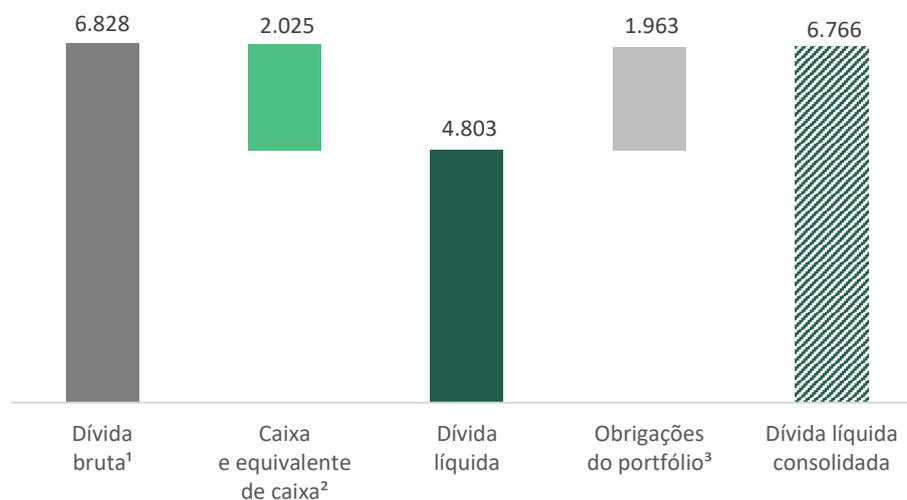
Em consequência da dinâmica acima apresentada, a **Companhia encerrou o ano com dívida líquida de R\$ 4.802,5 milhões, -4,3% T/T**, ou US\$ 992,0 milhões, -1,0% T/T.

Adicionalmente à dívida financeira acima reportada, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela ao lado<sup>11</sup>. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do Brent, performance operacional, e/ou declaração de comercialidade de ativo. **No encerramento de 2023, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.963,1 milhões, +2,9% T/T**, ou US\$ 405,5 milhões, +6,5% T/T.

Ativos	1T24	2T24	3T24	4T24	2025	2026	2027	Total
Em milhões de reais								
Rio Ventura	98,3	-	-	-	-	-	-	98,3
Areia Branca	35,4	-	-	-	-	-	-	35,4
Peroó (WI 100%)	-	-	-	-	72,6	115,2	-	187,7
Papa Terra (WI 62,5%)	-	77,5	77,5	-	137,5	30,5	77,0	400,1
Potiguar	319,5	-	-	-	315,2	307,4	299,7	1.241,6
<b>Total de Pagamentos</b>	<b>453,3</b>	<b>77,5</b>	<b>77,5</b>	<b>-</b>	<b>525,3</b>	<b>453,1</b>	<b>376,7</b>	<b>1.963,1</b>
Contingente	35,4	77,5	77,5	-	210,1	145,7	77,0	623,2
Diferido	417,8	-	-	-	315,2	307,4	299,7	1.339,9

## Endividamento

(R\$ milhões)



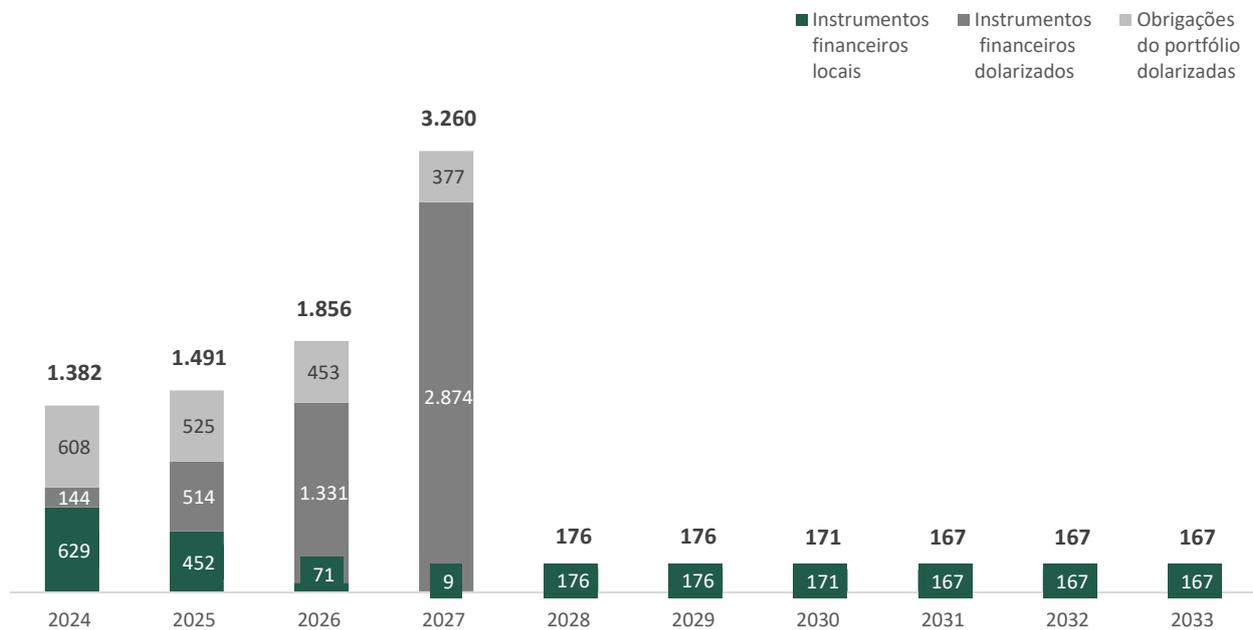
- 1) A dívida bruta consolidada não considera arrendamentos e exclui o montante da dívida bruta da 3R Lux (UMB) que é compensado pela aplicação financeira da mesma subsidiária, TRS 3R Lux.
- 2) O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de conta reserva (contabilizado no caixa restrito) e aplicações financeiras, excluído do montante do TRS da 3R Lux que compensa a dívida contratada (UMB) pela mesma subsidiária.
- 3) Valor, atualizado em 31 de dezembro de 2023, dos compromissos referentes à aquisição de ativos.

<sup>11</sup> Consolida 100% dos compromissos da 3R Offshore.

O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do ano de 2023.

### Perfil de Amortização<sup>12</sup>

(R\$ milhões)



Considerando a metodologia estabelecida nos instrumentos de dívida para fins de *covenant*, a Companhia encerrou 2023 com alavancagem (dívida financeira líquida consolidada dividida pelo EBITDA proforma<sup>13</sup> ajustado) de 2,4x, patamar controlado dentro do parâmetro máximo de 3,5x estabelecido nos contratos para o ano. Para fins de análise gerencial, anualizando os últimos 6 meses<sup>14</sup> de resultado, período em que a Companhia possuía o portfólio consolidado, a alavancagem, no encerramento de 2023, registraria índice de 2,2x.

Em eventos subsequentes ao encerramento do ano de 2023, a 3R destaca as seguintes transações financeiras, realizadas no âmbito do processo de gestão de passivos (*liability management*), cuja estratégia visou o alongamento do prazo médio dos instrumentos de dívida e redução do custo financeiro (cupom).

- (i) **Em janeiro de 2024, a Companhia precificou sua primeira emissão de notes**, título de dívida emitido no exterior, através da subsidiária 3R Lux: (i) montante de US\$ 500 milhões, (ii) vencimento em fevereiro de 2031, *bullet* (pagamento no vencimento do título), e (iii) taxa cupom de 9,75% ao ano. Os recursos foram utilizados para refinanciamento do endividamento devido pela 3R Lux, cuja contratação se deu no âmbito do financiamento para aquisição do Polo Potiguar.
- (ii) **Em fevereiro de 2024, a Companhia concluiu sua 4ª emissão de debêntures**: (a) montante de R\$ 900 milhões, (b) vencimento em fevereiro de 2029 (carência de principal por 3 anos) e (iii) remuneração referenciada em CDI + 3,0% ao ano. Os recursos foram utilizados no pré-pagamento da 2ª emissão de debêntures, emitida pela Companhia em 2022.

<sup>12</sup> Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados.

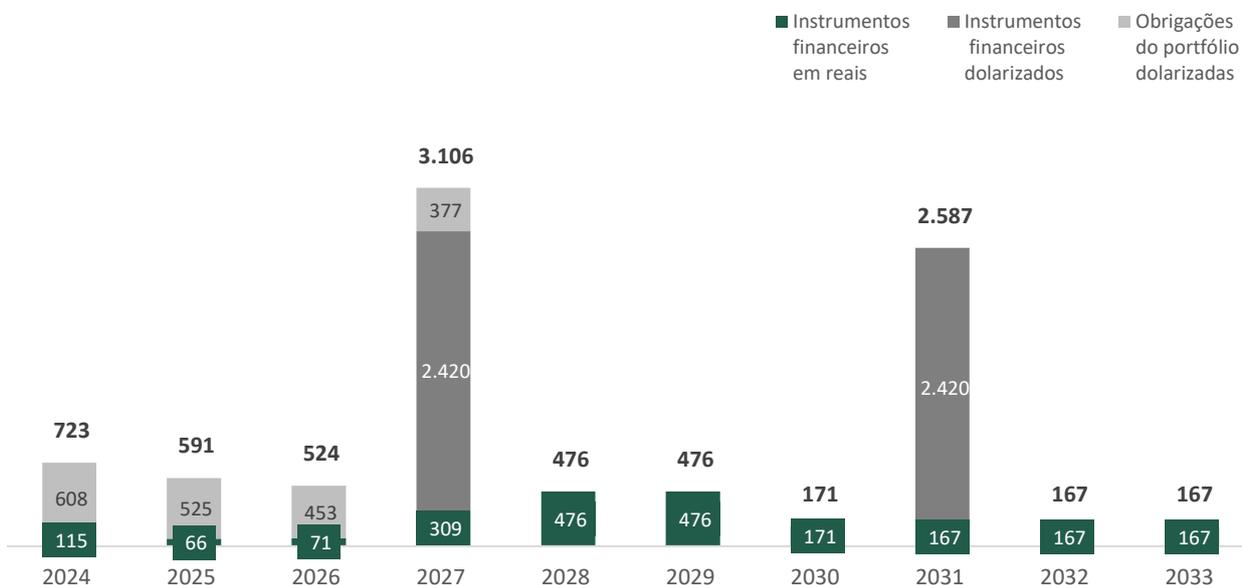
<sup>13</sup> Considera o EBITDA proforma do Polo Potiguar, ativo com menos de 12 meses de operação pela Companhia. As premissas se baseiam, principalmente: (i) na produção histórica do ativo, (ii) nas condições comerciais vigentes, e (iii) nos custos estimados no relatório de certificação de reservas mais atualizado.

<sup>14</sup> EBITDA ajustado do 2S23 (3T23 + 4T23) anualizado.

A Companhia compartilha abaixo o perfil pro forma de amortização de seus compromissos financeiros, considerando os eventos subsequentes acima supracitados. Cabe destacar o importante alongamento no perfil da dívida consolidada, além da otimização do custo financeiro dos instrumentos.

### Perfil de Amortização Pro Forma<sup>15</sup>

(R\$ milhões)



As bem-sucedidas ofertas de títulos de dívida ratificam a percepção de valor do mercado sobre o plano de negócios da Companhia, baseado em um portfólio consolidado, com relevante escala de produção e reservas, além de uma estrutura financeira controlada e cada vez mais otimizada para o desenvolvimento da tese.

<sup>15</sup> Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados.

## 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 KPMG Auditores Independentes Ltda. (“KPMG”) para a auditoria das suas demonstrações financeiras (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\$ 3,3 milhões.

Durante o exercício de 2023, a Companhia também contratou a KPMG para a prestação de serviços de (i) emissão de laudo de avaliação contábil para procedimento de incorporação de subsidiárias da Companhia no valor de R\$ 0,2 milhões; (ii) procedimentos pré-acordados relacionados à oferta pública de debêntures de infraestrutura e pela emissão de Notes de subsidiária da Companhia, no montante total de R\$1,95 milhões, ambas somadas representam 65% 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. Adicionalmente, a Administração obtém dos auditores independentes declaração de que os serviços especiais prestados não afetam a sua independência profissional.



KPMG Auditores Independentes Ltda.  
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro  
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Telefone +55 (21) 2207-9400  
kpmg.com.br

# Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

## Ao Conselho de Administração e Acionistas da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

Rio de Janeiro – RJ

### Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da 3R Petroleum Óleo e Gás 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 e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da 3R Petroleum Óleo e Gás 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 (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 dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e 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, 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.

## Principal assunto de auditoria

Principal assunto de auditoria é aquele que, em nosso julgamento profissional, foi o mais significativo em nossa auditoria do exercício corrente. Esse assunto foi tratado 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 esse assunto.

## Provisão para abandono de áreas

Veja as Notas Explicativas 17 e 26 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>Como consequência das suas operações, a Companhia reconhece provisões relacionadas com sua obrigação de remover equipamentos e restaurar as áreas onde opera quando do abandono.</p> <p>A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental e para o desmantelamento e remoção das estruturas e equipamentos utilizados na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.</p> <p>Identificamos essa estimativa como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das referidas premissas, e às incertezas relacionadas, em especial o prazo, os custos estimados de abandono e as taxas de inflação e desconto utilizadas.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Testes de desenho e implementação de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas, incluindo controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas chave que compreendem o prazo para o abandono da área, os custos estimados de abandono e as taxas de inflação e desconto;</li><li>- Análise das premissas econômicas utilizadas na determinação das taxas de inflação e de desconto;</li><li>- Avaliação dos prazos de abandono baseados nos volumes de reservas existentes e nos planos de produção da Companhia;</li><li>- Avaliação da competência, capacidade, objetividade e independência do especialista externo contratado pela Companhia para certificar os volumes de reservas de petróleo e gás, e do especialista externo contratado pela Companhia para avaliação dos custos de abandono estimados, quando aplicável;</li><li>- Avaliação das bases de custo estimado de abandono, por característica dos poços, com os serviços principais que serão requeridos quando do abandono, e, para uma seleção de custos, comparando com cotações recebidas para a implementação desses serviços principais;</li></ul> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo das provisões para desmantelamento de áreas é aceitável no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.</p>

## 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 administração 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 da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado 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 dos auditores

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

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

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

## Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração 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 *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração 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 suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

## Responsabilidades dos auditores 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 detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, 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 suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia 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 individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e 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 consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2024

KPMG Auditores Independentes Ltda.

CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Thiago Ferreira Nunes

Contador CRC RJ-112066/O-0

## Balanço Patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Ativo</b>					
<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	9	876.332	86.942	1.754.106	800.442
Aplicações financeiras	9.1	-	-	154.559	31.353
Caixa restrito	9.2	40.016	-	287.215	-
Contas a receber de terceiros	10	-	-	522.022	223.252
Contas a receber - partes relacionadas	25	8.971	14.749	-	-
Estoque	12	-	-	814.819	187.472
Adiantamentos	11	1.544	3.274	58.578	193.011
Dividendos a receber	25	300.568	225.868	-	-
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	13.1	22	11.402	31.736	32.488
Outros impostos a recuperar	13.2	5.624	2.510	128.162	8.533
Derivativos	37	-	-	40.817	15.934
Despesas antecipadas		5.456	3.562	164.556	77.378
Debêntures - partes relacionadas	25	458.068	12.613	-	-
Outros ativos		30	187	8.926	837
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>1.696.631</b>	<b>361.107</b>	<b>3.965.496</b>	<b>1.570.700</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>					
Aplicações financeiras	9.1	-	-	2.304.150	-
Caixa restrito	9.2	192	130	22.772	14.985
Debêntures - partes relacionadas	25	279.227	620.000	-	-
Depósitos judiciais		6.250	3.206	8.205	4.591
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	13.1	-	-	-	2.442
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14	-	-	538.830	500.225
Outros impostos a recuperar	13.2	6	-	128	-
Derivativos	37	-	-	61.894	7.613
Outros ativos		-	192	4.829	2.568
		<b>285.675</b>	<b>623.528</b>	<b>2.940.808</b>	<b>532.424</b>
Adiantamento para cessão de blocos	15	-	-	1.600	593.549
Investimentos	16	5.751.823	4.317.122	-	-
Imobilizado	17	19.831	17.861	6.149.095	2.228.071
Intangível	18	20.363	9.800	7.021.490	2.997.516
Direito de uso	28	8.349	17.222	41.369	48.875
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>6.086.041</b>	<b>4.985.533</b>	<b>16.154.362</b>	<b>6.400.435</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>7.782.672</b>	<b>5.346.640</b>	<b>20.119.858</b>	<b>7.971.135</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Balço Patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Passivo</b>					
<b>Circulante</b>					
Fornecedores	19	13.827	6.219	1.315.214	246.668
Empréstimos e financiamentos	20	96.982	-	239.428	108.223
Arrendamentos	28	3.216	3.839	16.500	12.748
Obrigações trabalhistas		35.560	27.526	103.832	55.946
Contas a pagar - partes relacionadas	25	60.000	12.605	6.164	-
Dividendos a pagar	29	92.565	-	92.565	-
Valores a pagar por aquisições	23	35.442	-	608.436	299.089
Imposto de renda e contribuição social a recolher	22.1	-	-	29.376	6.317
Outros impostos a recolher	22.2	3.839	2.783	93.714	50.984
Provisão para pagamento de Royalties		-	-	38.893	15.066
Debêntures	21	535.840	17.717	721.925	39.234
Debêntures - partes relacionadas	25	-	-	22.129	-
Derivativos	37	-	-	17.441	32.734
Outras obrigações	24	1.880	1.663	30.894	24.476
<b>Total do passivo circulante</b>		<b>879.151</b>	<b>72.352</b>	<b>3.336.511</b>	<b>891.485</b>
<b>Não circulante</b>					
Empréstimos e financiamentos	20	16.667	-	2.338.631	-
Derivativos	37	-	-	52.672	-
Arrendamentos	28	6.417	14.305	28.813	37.818
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14	-	-	68.288	79.430
Provisão para contingências	27	3.118	3.589	3.207	4.013
Valores a pagar por aquisições	23	-	32.184	1.354.641	533.816
Provisão para abandono	26	-	-	1.349.358	1.112.985
Debêntures	21	1.343.552	882.868	5.962.183	904.085
Debêntures - partes relacionadas	25	-	-	16.071	-
Outras obrigações	24	41.330	58.903	44.393	66.228
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>1.411.084</b>	<b>991.849</b>	<b>11.218.257</b>	<b>2.738.375</b>
<b>Patrimônio líquido</b>					
	29				
Capital social		5.055.783	4.154.406	5.055.783	4.154.406
Reserva de capital		58.138	37.136	58.138	37.136
Reserva de lucros		297.183	-	297.183	-
Ajuste de avaliação patrimonial		81.333	106.383	81.333	106.383
Prejuízo acumulado		-	(15.486)	-	(15.486)
<b>Patrimônio líquido atribuível aos controladores</b>		<b>5.492.437</b>	<b>4.282.439</b>	<b>5.492.437</b>	<b>4.282.439</b>
Participação de não controladores		-	-	72.653	58.836
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>5.492.437</b>	<b>4.282.439</b>	<b>5.565.090</b>	<b>4.341.275</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>7.782.672</b>	<b>5.346.640</b>	<b>20.119.858</b>	<b>7.971.135</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Demonstração do Resultado

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
Receita líquida	31	-	-	5.619.989	1.722.422
Custo dos produtos vendidos	32	-	-	(3.862.029)	(835.544)
<b>Lucro bruto</b>		-	-	<b>1.757.960</b>	<b>886.878</b>
Despesas gerais e administrativas	33	(203.267)	(185.530)	(443.960)	(339.003)
Outras despesas operacionais, líquidas	34	(310)	(64.816)	(5.378)	(153.500)
Provisão no valor recuperável de ativos	34.1	-	-	(42.752)	(123.318)
		<b>(203.577)</b>	<b>(250.346)</b>	<b>(492.090)</b>	<b>(615.821)</b>
Resultado de equivalência patrimonial	16	637.768	582.560	-	-
<b>Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>434.191</b>	<b>332.214</b>	<b>1.265.870</b>	<b>271.057</b>
Receitas financeiras	35	160.496	132.746	650.055	319.817
Despesas financeiras	35	(189.453)	(315.391)	(1.325.131)	(805.007)
		<b>(28.957)</b>	<b>(182.645)</b>	<b>(675.076)</b>	<b>(485.190)</b>
<b>Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social</b>		<b>405.234</b>	<b>149.569</b>	<b>590.794</b>	<b>(214.133)</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	14	-	-	(215.326)	(71.675)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14	-	-	49.747	413.524
<b>Lucro do exercício</b>		<b>405.234</b>	<b>149.569</b>	<b>425.215</b>	<b>127.716</b>
<b>Lucro líquido atribuído a:</b>					
Acionistas controladores		405.234	149.569	405.234	149.569
Acionistas não controladores		-	-	19.981	(21.853)
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>405.234</b>	<b>149.569</b>	<b>425.215</b>	<b>127.716</b>
<b>Resultado básico por ação (em R\$ por ação)</b>	36	<b>1,81</b>	<b>0,74</b>	<b>1,81</b>	<b>0,74</b>
<b>Resultado diluído por ação (em R\$ por ação)</b>	36	<b>1,78</b>	<b>0,73</b>	<b>1,78</b>	<b>0,73</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Demonstração do Resultado Abrangente

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Lucro líquido do exercício	405.234	149.569	425.215	127.716
<b>Itens que podem ser subsequentemente reclassificados para o resultado:</b>				
Ajuste de conversão	(25.050)	(9.469)	(25.050)	(9.469)
<b>Total de resultados abrangente do exercício</b>	<b>380.184</b>	<b>140.100</b>	<b>400.165</b>	<b>118.247</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

(Em milhares de reais)

	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de investimentos e expansão	Prejuízos acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Total	Participação de não controladores	Total do patrimônio líquido
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2022</b>		<b>4.146.616</b>	<b>114.976</b>	-	-	<b>(269.554)</b>	<b>115.852</b>	<b>4.107.890</b>	<b>67.555</b>	<b>4.175.445</b>
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	36	-	-	-	-	149.569	-	149.569	(21.853)	127.716
Absorção de prejuízos acumulados	29	-	(111.633)	-	-	111.633	-	-	-	-
Aporte de Capital		-	-	-	-	-	-	-	6.000	6.000
Transações com pagamentos baseados em ações		7.790	33.793	-	-	-	-	41.583	-	41.583
Transações de capital		-	-	-	-	(7.134)	-	(7.134)	7.134	-
Ajuste acumulado de conversão		-	-	-	-	-	(9.469)	(9.469)	-	(9.469)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>		<b>4.154.406</b>	<b>37.136</b>	-	-	<b>(15.486)</b>	<b>106.383</b>	<b>4.282.439</b>	<b>58.836</b>	<b>4.341.275</b>
Lucro líquido do exercício	36	-	-	-	-	405.234	-	405.234	19.981	425.215
Aporte de capital	29	900.000	-	-	-	-	-	900.000	-	900.000
Transações com pagamentos baseados em ações	29	1.377	21.002	-	-	-	-	22.379	-	22.379
Ajuste acumulado de conversão	29	-	-	-	-	-	(25.050)	(25.050)	-	(25.050)
Reserva legal	29	-	-	19.487	-	(19.487)	-	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios	29	-	-	-	-	(92.565)	-	(92.565)	(6.164)	(98.729)
Reserva de investimentos e expansão	29	-	-	-	277.696	(277.696)	-	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>		<b>5.055.783</b>	<b>58.138</b>	<b>19.487</b>	<b>277.696</b>	-	<b>81.333</b>	<b>5.492.437</b>	<b>72.653</b>	<b>5.565.090</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>					
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>405.234</b>	<b>149.569</b>	<b>425.215</b>	<b>127.716</b>
<b>Ajustado por:</b>					
Equivalência patrimonial	16	(637.768)	(582.560)	-	-
Resultado de aplicações financeiras		(33.798)	142.296	(250.542)	116.452
Juros sobre arrendamentos e depósitos judiciais	35	1.710	1.543	6.366	2.917
Juros sobre debêntures, empréstimos e valores a pagar por aquisições	35	164.474	41.249	822.609	76.249
Ajuste a valor presente		(13.503)	(901)	92.677	(2.478)
Derivativos não realizados	35	-	-	(25.628)	237.356
Variação cambial não realizada		(2.698)	12.658	(88.667)	(13.349)
Provisões para contingências constituídas / (revertidas)		(471)	734	(806)	465
Provisão no valor recuperável de ativos	34.1	-	-	42.752	123.318
Baixa de imobilizado	17	4	29	142	1.163
Atualização monetária – debêntures		4.865	-	(76.291)	(2.706)
Atualização da provisão para abandono		-	-	118.164	50.510
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	25	(111.182)	(19.864)	-	-
Remensuração da provisão de abandono	26	-	-	(48.437)	(27.878)
Depreciação do imobilizado	17	1.822	1.159	275.680	114.887
Amortização do intangível	18	3.089	212	328.522	158.741
Depreciação do direito de uso	28	3.505	2.803	15.898	5.674
Despesas antecipadas apropriadas no exercício		8.883	11.787	80.938	9.105
Despesa antecipada com seguro garantia apropriada no exercício		-	-	32.199	40.033
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	20 / 21	7.139	2.142	44.189	2.142
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	14	-	-	(43.809)	(428.590)
Transações com pagamentos baseados em ações	29	21.002	33.793	21.002	33.793
		<b>(177.693)</b>	<b>(203.351)</b>	<b>1.772.173</b>	<b>625.520</b>
<b>Variação em ativos e passivos</b>					
Contas a receber de terceiros		-	-	(298.770)	(108.693)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		11.380	(269)	3.194	6.582
Outros impostos a recuperar		(3.120)	2.429	(119.757)	7.002
Estoque		-	-	(580.177)	(113.217)
Outros ativos		349	1.657	(10.350)	6.939
Imposto de renda e contribuição social a recolher		-	-	226.509	108.120
Outros impostos a recolher		1.056	2.233	42.730	(1.478)
Adiantamentos		1.730	(3.274)	134.433	(193.011)
Fornecedores		7.608	2.956	302.190	193.059
Valores a pagar operador		-	(1.585)	-	(1.429)
Depósitos judiciais		(3.029)	(3.064)	(3.597)	(1.545)
Despesas antecipadas		(10.777)	(11.456)	(200.315)	(115.169)
Obrigações trabalhistas		8.034	27.418	47.886	39.518
Royalties		-	-	23.827	5.834
Gastos (reembolsos) com abandono no exercício		-	-	2.361	(3.256)
Derivativos		-	-	(16.157)	(344.138)
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas		(6.827)	(26.427)	-	-
Outras obrigações		1.367	59.572	(108.094)	66.408
<b>Caixa (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais</b>		<b>(169.922)</b>	<b>(153.161)</b>	<b>1.218.086</b>	<b>177.046</b>
Impostos pagos sobre o lucro		-	-	(209.388)	(86.741)
<b>Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais</b>		<b>(169.922)</b>	<b>(153.161)</b>	<b>1.008.698</b>	<b>90.305</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>					
Aplicações financeiras		33.798	2.095.803	(2.176.813)	2.241.569
Aumento de capital social em controlada		(1.072.527)	(2.081.827)	-	-
Adiantamento para cessão de blocos		-	-	-	(591.949)
Aquisição de imobilizado		(3.796)	(14.573)	(803.023)	(447.989)
Aquisição de intangível		(13.652)	(7.633)	(35.551)	(1.316.216)
Aplicações em caixa restrito		(40.078)	(130)	(295.002)	(6.694)
Debêntures emitidas - partes relacionadas	25	(140.000)	(620.000)	-	-
Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas		109.000	7.252	-	-
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	25	37.500	-	-	-
Aquisições de ativos de óleo e gás	18	-	-	(5.308.356)	(235.762)
Pagamento de parte relacionada		-	(20.250)	-	-
Dividendos recebidos		235.844	32.833	-	-
<b>Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades de investimentos</b>		<b>(853.911)</b>	<b>(608.525)</b>	<b>(8.618.745)</b>	<b>(357.041)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>					
Custos de transação		(42.882)	(19.274)	(307.356)	(19.274)
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	21	(150.384)	(22.785)	(614.031)	(26.906)
Pagamento de passivo de arrendamento	28	(4.867)	(3.438)	(20.027)	(7.227)
Emissão de debêntures	21	1.000.000	900.000	6.107.850	900.000
Emissão de debêntures parte relacionadas	25	-	-	37.500	-
Amortização principal - empréstimo e debêntures	20	-	-	(122.773)	(3.052)
Aumento de capital social	29	901.377	7.790	901.377	13.790
Empréstimos captados	20	110.000	-	2.708.737	100.000
<b>Caixa líquido gerados pelas atividades de financiamento</b>		<b>1.813.244</b>	<b>862.293</b>	<b>8.691.277</b>	<b>957.331</b>
<b>Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>789.411</b>	<b>100.607</b>	<b>1.081.230</b>	<b>690.595</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	9	86.942	1.529	800.442	118.725
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa		(21)	(15.194)	(127.566)	(8.878)
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	9	876.332	86.942	1.754.106	800.442
<b>Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>789.411</b>	<b>100.607</b>	<b>1.081.230</b>	<b>690.595</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Demonstração do Valor Adicionado

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
<b>Receita líquida</b>	-	-	<b>5.619.989</b>	<b>1.722.460</b>
Vendas de óleo e gás	-	-	3.237.774	1.722.422
Vendas de derivados do petróleo	-	-	2.281.146	-
Outras receitas	-	-	101.069	38
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(63.729)</b>	<b>(120.641)</b>	<b>(3.388.044)</b>	<b>(899.650)</b>
Custos dos produtos, mercadorias e serviços vendidos	-	-	(1.819.240)	(203.059)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(63.729)	(120.641)	(1.526.052)	(573.273)
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	(42.752)	(123.318)
<b>Valor adicionado bruto</b>	<b>(63.729)</b>	<b>(120.641)</b>	<b>2.231.945</b>	<b>822.810</b>
Depreciação e amortização	(8.417)	(4.174)	(620.100)	(279.302)
<b>Valor adicionado líquido produzido pela Companhia</b>	<b>(72.146)</b>	<b>(124.815)</b>	<b>1.611.845</b>	<b>543.508</b>
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>				
Resultado da equivalência patrimonial	637.768	582.560	-	-
Receitas financeiras	160.496	132.746	650.055	319.817
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>726.118</b>	<b>590.491</b>	<b>2.261.900</b>	<b>863.325</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>	<b>726.118</b>	<b>590.491</b>	<b>2.261.900</b>	<b>863.325</b>
<b>Com pessoal</b>	<b>102.691</b>	<b>110.499</b>	<b>249.236</b>	<b>209.293</b>
Remuneração direta	78.415	103.637	188.272	177.248
Benefícios	16.251	3.022	40.699	23.187
FGTS	8.025	3.840	20.265	8.858
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>26.047</b>	<b>14.047</b>	<b>224.897</b>	<b>(310.089)</b>
Federais	26.047	14.029	223.791	(310.341)
Estaduais	-	-	1.085	-
Municipais	-	18	21	252
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>	<b>192.146</b>	<b>316.376</b>	<b>1.362.552</b>	<b>836.405</b>
Juros	178.229	45.075	818.989	74.491
Aluguéis	1.162	985	29.998	28.761
Outras	12.755	270.316	513.565	733.153
<b>Remuneração de capital próprio</b>	<b>405.234</b>	<b>149.569</b>	<b>425.215</b>	<b>127.716</b>
Lucro líquido do exercício	405.234	149.569	425.215	127.716

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 1 . Contexto operacional

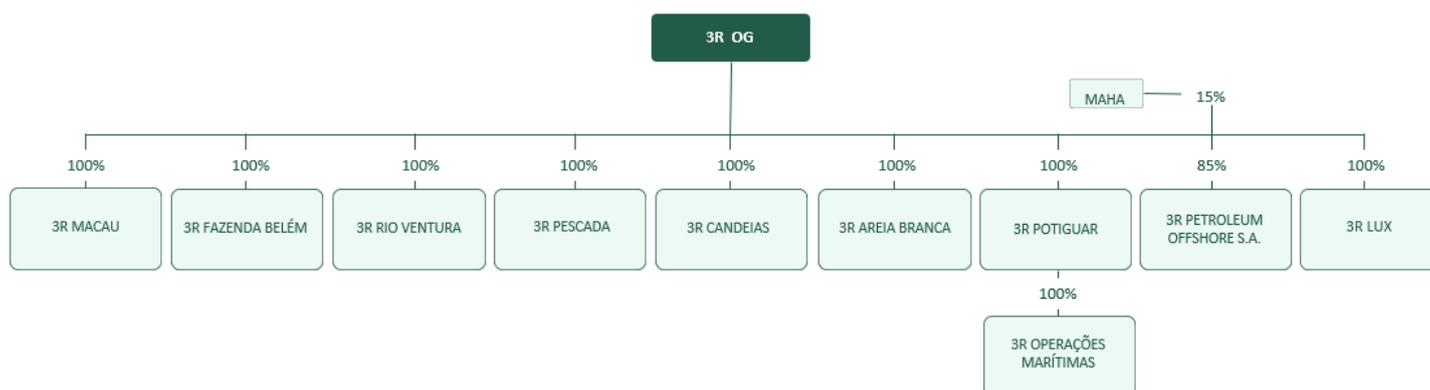
A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia” ou “3R OG”) é uma sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010. A sede da Companhia fica situada na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro. A 3R OG atua no setor de óleo e gás com foco em redesenvolvimento de campos maduros em produção localizados em terra (*onshore*), em águas rasas (*shallow-water*), e águas profundas (*offshore*) detendo qualificação de Operador “A” perante a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”).

A Companhia tem por objeto social: (a) explorar, produzir e refinar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a ANP tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos; e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

#### Estrutura societária

Em 31 de dezembro 2023 a 3R OG detém 100% do capital social direto e indireto das seguintes sociedades (“Grupo”): 3R Macau S.A. (“3R Macau”), 3R Fazenda Belém S.A. (“3R FZB”), 3R Rio Ventura S.A. (“3R RV”), 3R Candeias S.A. (“3R Candeias”), 3R Pescada S.A. (“3R Pescada”), 3R Areia Branca S.A. (“3R Areia Branca”), 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), 3R Operações Marítimas S.A. (“3R OP”), e 3R Lux S.à.r.l. (“3R Lux”). Adicionalmente, a 3R OG detém 85% do capital social da 3R Petroleum Offshore S.A. (“3R Offshore”).

A estrutura societária atual encontra-se apresentada abaixo:



#### 3R OG

A Companhia é operadora com 100% de participação no bloco BAR-M-387, localizado na bacia de Barreirinhas, no Maranhão, adquirido na 11ª rodada de licitações da ANP, tendo pago R\$ 778 de bônus de assinatura. Em 31 de Dezembro de 2023 a Companhia já havia cumprido 98% do Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) desse bloco.

#### 3R Macau (Polo Macau)

O Polo Macau é composto por 6 campos terrestres: Macau, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão, Sanhaçu e Carcará, situados na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande de Norte. A 3R Macau opera com 100% de participação em todas as concessões desde 28 de maio de 2020.

#### 3R RV (Polo Rio Ventura)

O Polo Rio Ventura é composto por 8 campos terrestres: Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, Pojuca, Rio Pojuca, Tapiranga e Tapiranga Norte, situados na bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R RV opera com 100% de participação nestes campos desde 15 de julho de 2021.

#### 3R Candeias (Polo Recôncavo)

O Polo Recôncavo compreende 14 campos terrestres: Aratu, Ilha de Bimbarra, Mapele, Massuí, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Dom João Mar, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, situados na Bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Candeias é operadora com 100% de participação nessas concessões, com exceção de Cambacica e Guanambi, nas quais possui participação de 75% (25% da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda.) e 80% (20% da Sonangol Guanambi Exploracao e Producao de Petroleo Ltda.), respectivamente.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

A 3R Pescada detém 35% de participação nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, situados na plataforma continental da bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. Esses campos estão em fase de produção e são operados pela Petrobras, que detém os 65% restantes de participação.

Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação restante da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, entretanto essa aquisição ainda não está concluída, encontrando-se em fase de aprovação de transferência dos contratos de concessão, conforme nota explicativa 38 (b).

### 3R Offshore (Peroá e Papa-Terra)

Em 09 de julho de 2021 a 3R Offshore assinou contrato para a aquisição da participação de 62,5% da Petrobras no campo de Papa-Terra, sendo o restante detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"). O campo Papa-Terra encontra-se localizado em águas profundas na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro e sua descoberta ocorreu em 2003 e o início de sua produção em novembro de 2013. O campo é composto da FPSO (3R-3) e a plataforma do tipo TLWP (3R-2).

Em 02 de agosto de 2022 a 3R Offshore concluiu a aquisição de 100% dos direitos nos campos de produção de Peroá e Cangoá e do Bloco BM-ES-21 (Malombe) da Petrobras, denominados conjuntamente Polo Peroá, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. Cabe ressaltar que a Companhia está habilitada a ser operador "A" perante a ANP podendo operar blocos e concessões em terra (onshore) e em mar (offshore), inclusive em águas ultra profundas.

Em 23 de dezembro de 2022 a 3R Offshore concluiu a transferência da participação de 62,5% dos direitos da concessão sobre o campo de produção de Papa Terra da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP.

Os ativos adquiridos não foram identificados como combinação de negócios e a Companhia reconheceu a transação como aquisição de ativo.

Além das operações acima, a 3R Offshore detém 100% de participação no campo de Camarão, oriundo do bloco BM-CAL-4 (vide nota explicativa 34.1).

### 3R Areia Branca (Ponta do Mel e Redonda)

A 3R Areia Branca é detentora e operadora dos campos Ponta do Mel e Redonda, localizados no município de Areia Branca, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, bem como os blocos POT-T-326, POT-T-353, POT-T-437, POT-T-524, POT-T-525 e POT-T-568, adquiridos em novembro de 2022.

### 3R FZB (Polo Fazenda Belém)

Em 06 de agosto de 2022 a Companhia através da controlada 3R FZB concluiu a aquisição do Polo Fazenda Belém da Petrobras após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. O ativo adquirido não foi identificado como combinação de negócios e a Companhia reconheceu a transação como aquisição de ativo.

O Polo Fazenda Belém consiste nos campos terrestres: Fazenda Belém e Icapuí, situados na bacia Potiguar, no Estado do Ceará. A 3R FZB opera com 100% de participação nas concessões.

### 3R Potiguar (Polo Potiguar)

Em 31 de janeiro de 2022, a Companhia através da 3R Potiguar, assinou acordo de compra e venda da participação de 100% do Polo Potiguar da Petrobras, situado na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte.

A aquisição do Polo Potiguar contempla (i) a cessão dos contratos de concessão de um conjunto de 22 campos de óleo e gás, bem como toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação e (ii) a transferência de todas as instalações do Ativo Industrial de Guimarães ("AIG"), que compreende as unidades de processamento de gás natural (UPGNs), a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guimarães (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados.

O Polo Potiguar abarca três subpolos de concessões: (i) Canto do Amaro, que é formado por doze concessões de produção onshore; (ii) Alto do Rodrigues, que é formado por sete concessões de produção onshore; e (iii) Ubarana, que é formado por três concessões localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guimarães. A logística do Polo é otimizada pela integração dos campos de produção com uma extensa rede de dutos que transportam os fluidos produzidos até as instalações de processamento e tancagem localizadas no AIG.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 08 de junho de 2023 a 3R Potiguar concluiu a transferência da participação de 100% dos direitos da concessão sobre o campo de produção do Polo Potiguar da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. A transação foi concluída com o pagamento à Petrobras, de US\$ 1,0 bilhão (R\$ 5.407.889), já considerando os ajustes previstos em contrato, que se somam à parcela de US\$ 110,0 milhões (R\$ 591.948) pagos na assinatura do contrato, em 31 de janeiro de 2022. O contrato ainda prevê o pagamento de US\$ 235,0 milhões (R\$ 1.154.297) atualizado a taxa libor mensal. Na data da transação, o valor a ser pago em 4 parcelas anuais sendo a primeira em março de 2024 totalizava o valor de US\$ 251,2 milhões (R\$ 1.233.990). O valor total da transação, já descontado do ajuste a valor presente no valor de R\$ 112.258 na data de operação, foi de US\$ 1,4 bilhões (R\$ 7.121.569), conforme notas explicativas 17 e 18.

Os ativos adquiridos não foram identificados como combinação de negócios e a Companhia reconheceu a transação como aquisição de ativo.

### 3R Operações Marítimas

Constituída em 01 de abril de 2022 a 3R Operações Marítimas é controlada diretamente e integralmente pela 3R Potiguar e indiretamente pela 3R OG com a finalidade de prestar serviços portuários para sua controladora.

### 3R Lux

Constituída em 13 de junho de 2022 a 3R Lux é controlada diretamente em sua totalidade pela 3R OG com a finalidade em adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

### Relatório de Certificação de Reservas

A Companhia concluiu no 1º trimestre de 2023, através da certificadora internacional independente DeGolyer and MacNaughton, a reavaliação das reservas, data-base 31 de dezembro de 2022, dos ativos agrupados por bacia, sendo elas: (i) Potiguar, composta pelos Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Pescada e Potiguar; (ii) Recôncavo, composta pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo; (iii) Campos composta pelo Polo Papa Terra; e (iv) Espírito Santo, composta pelo Polo Peroá.

Considerando o portfólio consolidado, a Companhia passa a dispor de 516,0 milhões de barris óleo equivalente de reservas provadas mais prováveis (2P), dos quais 367,2 milhões de barris (ou 71%) são reservas provadas (1P) e ainda 29% das reservas 2P são classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP). Do total de reservas 2P, 12% representam reservas de gás natural. A certificação de reserva anterior dispunha do total de 523,7 milhões de barris óleo equivalente de reservas provadas mais prováveis (2P), dos quais 376,6 milhões de barris (ou 72%) eram reservas provadas (1P) e ainda 28% das reservas 2P eram classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

## 2 . Entidades controladas

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022 a Companhia detinha as seguintes participações societárias diretas e indiretas:

	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
3R Macau	100%	100%
3R FZB	100%	100%
3R RV	100%	100%
3R Candeias	100%	100%
3R Offshore	85%	85%
3R Pescada	100%	100%
3R Areia Branca	100%	100%
3R Potiguar	100%	100%
3R Operações Marítimas	100%	100%
3R Lux	100%	100%

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 3 . Base de preparação das demonstrações financeiras

#### 3.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 e 2022 foram elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”) e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BRGAAP”) que compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, Orientações e Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (“CFC”) e são apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), aplicáveis a elaboração das demonstrações financeiras.

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia foram autorizadas pela Administração em 05 de março de 2024.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente aquelas relacionadas a elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

#### 3.2. Base de consolidação

As informações financeiras das controladas estão incluídas nas informações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As políticas contábeis das controladas estão alinhadas com as políticas adotadas pela controladora. Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as informações financeiras das controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Os saldos e transações intergrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intergrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Os ganhos não realizados oriundos de transações com a controlada registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia nas controladas.

### 4 . Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, que é a moeda funcional da Companhia e de suas subsidiárias com exceção da 3R Lux e da 3R Pescada. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. As controladas 3R Lux e 3R Pescada mantém o dólar norte-americano como moeda funcional.

### 5 . Uso de estimativa e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos e estimativas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua e as alterações são reconhecidas prospectivamente. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

#### *Julgamentos*

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota explicativa nº 34.1 – *Impairment* (existência de indicativo para perda ou reversão de impairment).
- Nota explicativa nº 26 – Provisão de abandono (extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental necessário no abandono futuro, bem como os prazos de abandono baseados nos volumes de reservas existentes e nos planos de produção da Companhia).
- Nota explicativa nº 23 – Valores a pagar por aquisições (pagamentos contingentes, atrelados ao preço de referência óleo (brent) e certificações de reservas).
- Nota explicativa nº 14 - Imposto de renda e contribuição social diferido (existência de probabilidade de lucro tributável futuro).

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### **Incertezas sobre premissas e estimativas**

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um efeito significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota explicativa nº 17 - Imobilizado (depreciação e impairment – principais premissas: volume de produção futura e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás, preço das commodities, custo de produção (“OPEX”), gastos com investimentos (“CAPEX”) e premissas econômicas como as taxas de desconto e as taxas câmbio).
- Nota explicativa nº 18 – Intangível (amortização e impairment – principais premissas: volume de produção futura e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás, preço das commodities, custo de produção (“OPEX”), gastos com investimentos (“CAPEX”) e premissas econômicas como as taxas de desconto e as taxas câmbio).
- Nota explicativa nº 26 - Provisão para abandono (principais premissas: prazo do abandono, custo estimado, taxa de desconto e inflação).
- Nota explicativa nº 27 - Provisão de contingências (principais premissas: probabilidade de perda das causas em aberto).
- Nota explicativa nº 14 - Imposto de renda e contribuição social diferido (principais premissas: preço do petróleo do tipo *brent*, taxa de câmbio e opex total).

### **6 . Base de mensuração**

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo;
- os pagamentos contingentes assumidos em uma aquisição de ativos ou em uma combinação de negócios mensurados pelo valor justo.

### **7 . Principais políticas contábeis**

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os períodos apresentados nestas demonstrações financeiras, salvo indicação ao contrário.

#### **a) Transações em moeda estrangeira**

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são reconvertidos para a moeda funcional de acordo com a taxa de câmbio naquela data. As diferenças encontradas são reconhecidas no resultado na linha de variação cambial. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação.

Os ativos e passivos da controlada que possui como moeda funcional o dólar americano são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão.

#### **b) Caixa e equivalente de caixa**

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor.

#### **c) Caixa restrito**

São depósitos mantidos com a finalidade de garantir compromissos de caixa de curto e longo prazo e compõem-se de aplicações financeiras com liquidez vinculada ao cumprimento de suas obrigações e risco insignificante de mudança de valor.

#### **d) Contas a receber de terceiros**

As contas a receber correspondem aos valores a receber originados da venda de óleo, gás e derivados e na prestação de serviços, fornecidos no curso normal das atividades das controladas da Companhia, faturados e que não tenham sido pagos.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### e) Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de compra ou de produção e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil. O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda.

### f) Imposto de renda e contribuição social corrente

O imposto de renda e a contribuição social do exercício são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

A despesa de imposto de renda e contribuição social corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas alíquotas dos tributos vigentes na data do balanço.

### g) Imposto de renda e contribuição social diferido

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida. O imposto diferido não é reconhecido para:

- diferenças temporárias sobre o reconhecimento inicial de ativos e passivos em uma transação que não seja uma combinação de negócios e que não afete nem o lucro ou prejuízo tributável nem o resultado contábil;
- diferenças temporárias relacionadas a investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos sob controle conjunto, na extensão que a Companhia seja capaz de controlar o momento da reversão da diferença temporária e seja provável que a diferença temporária não será revertida em futuro previsível; e
- diferenças temporárias tributáveis decorrentes do reconhecimento inicial de ágio, quando aplicável.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Os lucros tributáveis futuros são determinados com base na reversão de diferenças temporárias tributáveis relevantes. Se o montante das diferenças temporárias tributáveis for insuficiente para reconhecer integralmente um ativo fiscal diferido, serão considerados os lucros tributáveis futuros, ajustados para as reversões das diferenças temporárias existentes, com base nos planos de negócios da controladora e de suas subsidiárias individualmente.

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas vigentes até a data do balanço, e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### h) Investimentos

São registrados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais. Tais investimentos são reconhecidos inicialmente pelo custo, o qual inclui os gastos com a transação. Após o reconhecimento inicial, as demonstrações financeiras incluem a participação da Companhia no lucro líquido ou do prejuízo do exercício e outros resultados abrangentes da investida até a data em que a influência significativa deixa de existir.

As diferenças de moedas estrangeiras geradas na conversão para moeda de apresentação das controladas 3R Pescada e 3R Lux, que possuem moeda funcional distinta da controladora, são reconhecidas em outros resultados abrangentes, na conta de Ajustes Acumulados de Conversão.

### i) Imobilizado

#### Reconhecimento e mensuração

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição, deduzido da depreciação acumulada e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. A depreciação dos bens é calculada de acordo com o método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de óleo e gás.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos (successful efforts method of accounting).

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado quando incorridos.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associados ao poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de empregados, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Se reservas comerciais não são encontradas, o poço exploratório é baixado ao resultado. Quando reservas são encontradas, o custo é mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, sejam concluídas.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da Administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não venha a ser confirmada, esses custos são baixados ao resultado. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são transferidos para “Ativos de Óleo e Gás”.

Na fase de desenvolvimento, os investimentos para construção, instalação e infraestrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento) são capitalizados como “Ativos de Óleo e Gás”.

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso ou venda são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa no período em que são incorridos.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho e perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado do exercício em que o ativo for baixado. O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

#### Depreciação

Os “Ativos de Óleo e Gás”, incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas e ativos que beneficiarão a totalidade da vida econômica útil do campo, como dutos de gás e óleo, são depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas, limitada ao prazo de vida útil técnica remanescente da infraestrutura de cada campo.

O ativo imobilizado, com exceção dos gastos exploratórios capitalizáveis mencionados acima, é depreciado pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Estes são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso ou, em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, de acordo com as taxas e critérios mencionados na nota explicativa 17. Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

Provisão para redução ao valor recuperável dos ativos não financeiros (impairment)

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou unidade geradora de caixa ("UGC") exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados dos seus valores presentes por meio da taxa de desconto, que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou UGC. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são reunidos ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo. Estes ativos são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a unidade geradora de caixa).

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes a UGCs são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC) e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma pro rata (veja nota explicativa 17).

Uma perda por redução ao valor recuperável é revertida apenas na medida em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido determinado, líquido de depreciação e amortização, se nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida.

### **j) Intangível**

Os ativos intangíveis adquiridos pela Companhia têm vidas úteis finitas e são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução do valor recuperável (impairment), nos termos do que determina o Pronunciamento Técnico CPC 04.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os benefícios econômicos futuros incorporados ao ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos, incluindo gastos com ágio gerado internamente e marcas e patentes, são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

Os ativos intangíveis correlatos à aquisição das concessões de exploração e produção de petróleo e gás são amortizados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas.

A amortização de softwares e licenças são calculadas utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens, líquido de seus valores residuais estimados. A vida útil estimada para esses bens é de 5 anos. A amortização é geralmente reconhecida no resultado.

Os métodos de amortização, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

### **k) Fornecedores**

As contas a pagar de fornecedores são reconhecidas pelo valor nominal e subsequentemente acrescido, quando aplicável, das variações monetárias e correspondentes encargos incorridos até as datas dos balanços.

### **l) Empréstimos, financiamentos e debêntures**

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. A mensuração subsequente é feita pelo método de custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos pro rata temporis e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

---

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

### **m) Provisão de contingências**

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes e das obrigações legais são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na avaliação da Administração e dos assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos.

### **n) Provisão de abandono**

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final do prazo de produção das reservas com base nas estimativas de volumes de reserva e curvas de produção estimadas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada pela taxa de prêmio risco-país.

A natureza dos gastos inclui mobilização e desmobilização de sondas, serviços de tamponamento e abandono, restauração, reparo do ambiente, reflorestamento e outros serviços.

### **o) Provisões**

As provisões, incluindo os earn-outs compromissados nas aquisições dos ativos, são determinadas por meio do desconto dos fluxos de caixa futuros estimados a uma taxa antes de impostos que reflita as avaliações atuais de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e riscos específicos para o passivo relacionado. Os efeitos do desreconhecimento do desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

### **p) Instrumentos financeiros**

Um ativo ou passivo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

#### Reconhecimento inicial

No reconhecimento inicial, ativos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzidos dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais ativos, exceto por contas a receber de clientes que não contiverem componente de financiamento significativo.

No reconhecimento inicial, passivos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais passivos, exceto por passivos financeiros mensurados a valor justo.

#### Classificação e mensuração subsequente

No reconhecimento inicial, um ativo financeiro é classificado da mesma forma que é mensurado. Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser por alterações no modelo de negócio para gestão de ativos financeiros.

No reconhecimento inicial, um passivo financeiro é classificado da mesma forma que é mensurado. Alterações que necessitem de mensuração subsequente são reconhecidas no resultado.

#### Desreconhecimento

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos contratuais de recebimento aos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

A Companhia desreconhece um passivo financeiro quando sua obrigação contratual é retirada, cancelada ou expira. A Companhia também desreconhece um passivo financeiro quando seus termos são modificados e os fluxos de caixa do passivo modificado são substancialmente diferentes. Neste caso, um novo passivo financeiro com base nos termos modificados é reconhecido pelo valor justo.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Impairment de ativos financeiros

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo.

### **q) Receita líquida**

Reconhecimento da receita conforme o IFRS 15 (CPC 47) que estabelece uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida e por quanto a receita é mensurada. A receita é reconhecida quando o cliente obtém o controle dos bens ou serviços.

As receitas da Companhia são oriundas majoritariamente de vendas de óleo, gás e derivados. A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente e é reconhecida se: (i) os riscos e benefícios mais significativos inerentes à propriedade dos bens forem transferidos para o comprador; (ii) for provável que benefícios econômicos financeiros fluirão para a Companhia; (iii) os custos associados e a possível devolução de produtos puderem ser estimados de maneira confiável; (iv) não haja envolvimento contínuo com os produtos vendidos; e (v) o valor da receita possa ser mensurado de forma confiável. A receita é mensurada líquida de devoluções e descontos comerciais, quando aplicável.

A Companhia reconhece suas receitas quando (ou à medida que) satisfaz sua obrigação de desempenho, transferindo o bem ou pela prestação de serviço prometido ao cliente.

### **r) Resultado financeiro líquido**

As receitas financeiras representam juros e variações monetárias decorrentes de aplicações financeiras, descontos obtidos, atualizações monetárias de créditos ativos e variações cambiais ativas e passivas. São reconhecidas pelo regime de competência quando auferidas ou incorridas pela Companhia. As despesas financeiras representam despesas bancárias, atualizações monetárias de obrigações contratuais e juros sobre capital próprio com respectivos encargos, quando proposto pela Companhia, sendo reconhecidas pelo regime de competência quando incorridas.

### **s) Resultado líquido por ação**

O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no exercício.

### **t) Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)**

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras e como informação suplementar às demonstrações financeiras, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

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.

### **u) Combinações de negócios**

Combinações de negócio são registradas utilizando o método de aquisição quando o conjunto de atividades e ativos adquiridos atende à definição de um negócio e o controle é transferido para a Companhia. Ao determinar se um conjunto de atividades e ativos é um negócio, a Companhia avalia se o conjunto de ativos e atividades adquiridos inclui, no mínimo, um input e um processo substantivo que juntos contribuam, significativamente, para a capacidade de gerar output. A Companhia tem a opção de aplicar um "teste de concentração" que permite uma avaliação simplificada se um conjunto de atividades e ativos adquiridos não é um negócio. O teste de concentração opcional é atendido se, substancialmente, todo o valor justo dos ativos brutos adquiridos estiver concentrado em um único ativo identificável ou grupo de ativos identificáveis similares.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A contraprestação transferida é geralmente mensurada ao valor justo, assim como os ativos líquidos identificáveis adquiridos. Qualquer ágio que surja na transação é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável. Ganhos em uma compra vantajosa são reconhecidos imediatamente no resultado. Os custos da transação são registrados no resultado conforme incorridos, exceto os custos relacionados à emissão de instrumentos de dívida ou patrimônio.

Contraprestação transferida não inclui montantes referentes ao pagamento de relações pré-existentes. Esses montantes são geralmente reconhecidos no resultado do exercício.

Qualquer contraprestação contingente a pagar é mensurada pelo seu valor justo na data de aquisição, quando presentes todos os elementos de mensuração. Se a contraprestação contingente é classificada como instrumento patrimonial, então ela não é remensurada e a liquidação é registrada dentro do patrimônio líquido. As demais contraprestações contingentes são remensuradas ao valor justo em cada data de relatório e as alterações subsequentes ao valor justo são registradas no resultado do exercício.

### 8 . Novas normas contábeis

Uma série de novas normas serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2023. A Companhia não adotou essas normas na preparação destas demonstrações financeiras.

Não se espera que as seguintes normas novas e alteradas tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e suas controladas:

- Classificação dos passivos como circulante ou não circulante e passivos não circulantes com *Covenants* (alterações ao CPC 26/IAS 1);
- Acordos de financiamento de fornecedores ("Risco Sacado") (alterações ao CPC 26/IAS 1 e CPC 40/IFRS 7);
- Passivo de arrendamento em uma venda e *leaseback* (alterações ao CPC 06/IFRS 16); e
- Ausência de conversibilidade (alterações ao CPC 02/IAS 21).

### 9 . Caixa e equivalentes de caixas

Em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>No país:</b>				
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>				
Caixa e bancos	15	2	174	41
Aplicações financeiras	876.218	86.818	1.750.926	794.175
<b>No exterior:</b>				
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>				
Bancos	99	122	3.006	6.226
	<b>876.332</b>	<b>86.942</b>	<b>1.754.106</b>	<b>800.442</b>

Os caixas e equivalentes de caixa constituem-se em valores mantidos em conta bancária, com liquidez imediata, mantidos principalmente por meio de Certificados de Depósitos Bancários ("CDB") e Renda Fixa, com rendimentos atrelados ao Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI"). Os recursos financeiros serão utilizados preponderantemente como capital de giro e para liquidação de obrigações assumidas pela Companhia.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 9.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>No país:</b>					
Fundo de investimento cambial (a)	USD (Ptax)	-	-	4.970	19.685
Fundo de investimento (a)	CDI	-	-	9.649	11.668
		-	-	<b>14.619</b>	<b>31.353</b>
<b>No exterior:</b>					
Total Return swap – TRS (b)	SOFR + 6,25 a.a.	-	-	2.444.090	-
		-	-	<b>2.444.090</b>	-
<b>Total das aplicações financeiras</b>		-	-	<b>2.458.709</b>	<b>31.353</b>
Ativo circulante		-	-	<b>154.559</b>	<b>31.353</b>
Ativo não circulante		-	-	<b>2.304.150</b>	-

(a) Constituem-se em fundo de investimento, cuja finalidade é de investimento e não para uso de capital de giro.

(b) Refere-se a recursos aplicados no banco Santander Cayman Branch na modalidade TRS conforme nota explicativa 21.

### 9.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Conta reserva (a)	40.016	-	285.029	-
Caixa restrito (b)	192	130	24.958	14.985
	<b>40.208</b>	<b>130</b>	<b>309.987</b>	<b>14.985</b>
Ativo circulante	40.016	-	287.215	-
Ativo não circulante	192	130	22.772	14.985

(a) Refere-se a conta escrow conforme notas explicativas 20 (c) e 21.

(b) Em 31 de Dezembro de 2023 no consolidado, o valor de R\$ 192 (R\$ 223 em 31 de dezembro de 2022) refere-se ao depósito caução referente a oferta de bloco exploratório, o valor de R\$ 4.680 (R\$ 10.612 em 31 de dezembro de 2022) refere-se a pagamentos realizados a superficiários com pendências de regularização documental para recebimento do valor e R\$ 20.086 (R\$ 4.150 em 31 de dezembro de 2022) refere-se à contratação de fiança bancária para garantir a suspensão de exigibilidade de débito perante a Fazenda Nacional relativa a contribuições patronais sociais.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 10 . Contas a receber de terceiros

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Petróleo Bruto	131.628	126.541
Derivados de petróleo	268.014	-
Gás	95.126	94.686
Prestação de serviços	27.254	2.025
<b>Total</b>	<b>522.022</b>	<b>223.252</b>
Total mercado interno	305.814	223.252
Total mercado externo	216.208	-

Com a conclusão de aquisição do Polo Potiguar e início do segmento de refino de petróleo a carteira de clientes da Companhia passou a ser composta de diversos clientes atuantes no mercado de óleo e gás. A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 31 de dezembro de 2023 e 2022 não existiam valores relevantes vencidos no contas a receber e a Administração avaliou a perda esperada e definiu que qualquer constituição de provisão para perdas de crédito esperada seria imaterial. Em 31 de dezembro de 2023 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 29 dias (em 31 de dezembro de 2022 o prazo médio de recebimento era de 22 dias).

### 11 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Adiantamentos a fornecedores (a)	1.544	446	58.578	82.140
Outros adiantamentos (b)	-	2.828	-	110.871
	<b>1.544</b>	<b>3.274</b>	<b>58.578</b>	<b>193.011</b>

(a) Refere-se principalmente à adiantamentos a fornecedores para viabilização de serviços necessários na operação do Polo Papa-Terra, pertencente à 3R Offshore, no valor de R\$ 42.294 em 31 de dezembro de 2023 (R\$ 67.809 em 31 de dezembro de 2022) e no Polo Potiguar, pertencente à 3R Potiguar no valor de R\$ 11.431 em 31 de dezembro de 2023 (R\$ 33.962 em 31 de dezembro de 2022).

(b) Em 31 de dezembro de 2022 refere-se, principalmente, a adiantamentos realizados para viabilização de captação, por meio de contrato de empréstimo e financiamento que foram reclassificados para empréstimos e financiamentos após a conclusão do processo de captação, utilizados para aquisição do cluster Potiguar.

### 12 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Óleo (a)	-	-	145.161	123.675
Derivados de petróleo (b)	-	-	353.337	-
Material de uso e consumo (c)	-	-	316.321	63.797
<b>Total de estoques</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>814.819</b>	<b>187.472</b>

(a) Refere-se ao estoque de óleo produzido pelo campo Papa-terra no valor de R\$ 104.231 (R\$ 123.675 em 31 de dezembro de 2022) e de petróleo bruto pertencente a 3R Potiguar no valor de R\$ 40.930.

(b) Refere-se ao estoque de produtos derivados de petróleo processados na refinaria Clara Camarão.

(c) Refere-se ao estoque de materiais e insumos para uso na operação e manutenção dos equipamentos de todos os Polos da Companhia.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 13 . Impostos a recuperar

#### 13 .1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	22	11.402	31.736	34.930
	<b>22</b>	<b>11.402</b>	<b>31.736</b>	<b>34.930</b>
Ativo circulante	22	11.402	31.736	32.488
Ativo não circulante	-	-	-	2.442

Os valores de IRPJ/CSLL a recuperar na controladora e consolidado são composto por saldo negativo de IRPJ e base negativa da CSLL de anos anteriores e antecipações do ano de 2023.

#### 13 .2 . Outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	5.624	2.504	12.582	3.627
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	-	69.206	3.542
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	6	6	45.914	1.154
Outros	-	-	588	210
	<b>5.630</b>	<b>2.510</b>	<b>128.290</b>	<b>8.533</b>
Ativo circulante	5.624	2.510	128.162	8.533
Ativo não circulante	6	-	128	-

### 14 . Imposto de renda e contribuição social diferido

A Companhia e suas controladas reconhecem créditos fiscais diferidos relativos a diferenças temporárias e expectativa de compensação de créditos fiscais oriundo da utilização de prejuízo fiscal e base negativa. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, após o início das operações do Polo Potiguar, a 3R Potiguar registrou estes créditos fiscais pois considera provável sua realização.

A partir de 1º de janeiro de 2023, com as alterações oriundas do CPC 32/IAS 12, relativos aos impostos diferidos decorrente de uma única transação, a Companhia e suas controladas passaram a reconhecer os impostos diferidos sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma segregada entre ativos e passivos fiscais diferidos.

Anteriormente às atualizações requeridas pela referida norma, a Companhia e suas controladas já reconheciam os tributos fiscais diferidos constituído sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma líquida, portanto não há impactos relevantes na mensuração nos saldos patrimoniais resultantes destas alterações.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Ativos diferidos sobre diferença temporária	-	-	414.605	115.420
Ativos diferidos sobre prejuízo fiscal	-	-	352.598	384.805
<b>Total dos ativos fiscais diferidos</b>	-	-	<b>767.203</b>	<b>500.225</b>
Passivos diferidos sobre diferença temporária	-	-	(228.373)	(5.535)
Passivo diferido sobre mais valia dos ativos na aquisição de 3R Areia Branca	-	-	(68.288)	(73.895)
<b>Total dos passivos fiscais diferidos</b>	-	-	<b>(296.661)</b>	<b>(79.430)</b>
Ativos fiscais diferidos, líquidos	-	-	538.830	500.225
Passivos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(68.288)	(79.430)
<b>Tributos fiscais diferidos, líquidos</b>	-	-	<b>470.542</b>	<b>420.795</b>

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, foi baseada nas projeções dos lucros tributáveis, considerando premissas financeiras e de negócios. O saldo do ativo diferido apresenta a seguinte expectativa de realização:

Ano	Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
2023	-	172.908
2024	386.069	96.095
2025	149.020	105.749
2026	2.842	111.967
2027	899	9.548
A partir de 2028	-	3.958
	<b>538.830</b>	<b>500.225</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Valores reconhecidos no resultado

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Despesa com imposto de renda e contribuição social corrente</b>	-	-	<b>(215.326)</b>	<b>(71.675)</b>
Despesas do exercício corrente	-	-	(215.326)	(71.675)
<b>Despesa com imposto de renda e contribuição social diferido</b>	-	-	<b>49.747</b>	<b>413.524</b>
Diferenças temporárias	-	-	20.413	67.488
Prejuízo fiscal	-	-	29.334	346.036
<b>Total do resultado com imposto de renda e contribuição social</b>	-	-	<b>(165.579)</b>	<b>341.849</b>

### Conciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social</b>	<b>405.234</b>	<b>149.569</b>	<b>590.794</b>	<b>(214.133)</b>
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%
<b>Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes</b>	<b>(137.780)</b>	<b>(50.853)</b>	<b>(200.870)</b>	<b>72.805</b>
<b>Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo</b>	<b>137.780</b>	<b>50.853</b>	<b>35.291</b>	<b>269.044</b>
Diferenças permanentes	(312)	(23.140)	16.813	(937)
Equivalência patrimonial	216.841	214.744	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	4.238	(35.995)	4.238	(35.995)
Constituição IR/CS diferidos anos anteriores	-	-	8.514	318.031
Prejuízo fiscal do exercício para o qual não foi constituído ativo diferido	(82.987)	(104.756)	(104.899)	(113.337)
Incentivo fiscal – lucro da exploração (a)	-	-	(3.167)	-
Incentivo fiscal – lucro da exploração (a)	-	-	113.792	101.282
<b>Imposto de renda e contribuição social no exercício</b>	-	-	<b>(165.579)</b>	<b>341.849</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(215.326)	(71.675)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	49.747	413.524
<b>Alíquota efetiva (b)</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>28%</b>	<b>160%</b>

(a) A apuração do imposto de renda sobre o lucro é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – (“SUDENE”), nas subsidiárias 3R Potiguar, 3R Macau, 3R Rio Ventura, 3R Areia Branca, 3R Fazenda Belém, 3R Offshore e 3R Candeias, provendo o benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

(b) Refere-se a divisão entre “Imposto de renda e contribuição social no exercício” pelo “Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social”.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 15 . Adiantamento para cessão de blocos

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
3R Pescada (a)	-	-	1.600	1.600
3R Potiguar (b)	-	-	-	591.949
	-	-	<b>1.600</b>	<b>593.549</b>

(a) Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão. O valor de venda da transação foi de US\$ 1,5 milhões, a ser pago em duas parcelas, sendo US\$ 300 mil, equivalente a R\$ 1.600, pagos na assinatura do contrato e US\$ 1,2 milhões, no fechamento da transação. O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

(b) O saldo de adiantamento para cessão de blocos da 3R Potiguar foi realizado ao longo de 2023 no momento do *closing* dessa operação, conforme nota explicativa 1.

### 16 . Investimentos

	Participação Direta	Controladora	
		31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
3R Offshore	85%	411.699	333.402
3R Pescada	100%	150.954	151.328
3R Candeias	100%	1.514.406	1.370.643
3R Macau	100%	1.371.245	1.200.452
3R RV	100%	313.819	251.525
3R FZB	100%	143.822	80.978
3R Areia Branca	100%	302.535	272.970
3R Potiguar	100%	1.277.271	575.648
3R Lux	100%	266.072	80.176
		<b>5.751.823</b>	<b>4.317.122</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação dos saldos dos investimentos no exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022:

	3R Offshore	3R Pescada	3R Candeias	3R Macau	3R RV	3R FZB	3R Areia Branca	3R Potiguar	3R Lux	Total
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2022</b>	<b>157.629</b>	<b>159.969</b>	<b>87.450</b>	<b>983.538</b>	<b>195.321</b>	<b>48.801</b>	<b>282.331</b>	<b>1.000</b>	<b>-</b>	<b>1.916.039</b>
Aporte de capital	114.000	-	1.250.000	-	-	50.000	-	600.000	79.827	2.093.827
Participação relativa	(7.134)	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.134)
Dividendos declarados	-	(32.833)	-	(225.868)	-	-	-	-	-	(258.701)
Resultado equivalência patrimonial	68.907	33.661	33.193	442.782	56.204	(17.823)	(9.361)	(25.352)	349	582.560
Ajuste de conversão	-	(9.469)	-	-	-	-	-	-	-	(9.469)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>333.402</b>	<b>151.328</b>	<b>1.370.643</b>	<b>1.200.452</b>	<b>251.525</b>	<b>80.978</b>	<b>272.970</b>	<b>575.648</b>	<b>80.176</b>	<b>4.317.122</b>
Aporte de capital	-	-	140.000	-	35.000	80.000	25.000	630.000	222.527	1.132.527
Resultado equivalência patrimonial	113.224	21.096	3.763	370.793	76.488	(17.156)	5.893	83.714	(20.047)	637.768
Dividendos declarados	(34.927)	(13.004)	-	(200.000)	(49.194)	-	(1.328)	(12.091)	-	(310.544)
Ajuste de conversão	-	(8.466)	-	-	-	-	-	-	(16.584)	(25.050)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>411.699</b>	<b>150.954</b>	<b>1.514.406</b>	<b>1.371.245</b>	<b>313.819</b>	<b>143.822</b>	<b>302.535</b>	<b>1.277.271</b>	<b>266.072</b>	<b>5.751.823</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022:

	31 de dezembro de 2023							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de 3R Areia Branca (i)	Resultado
3R Offshore	85%	648.583	1.300.117	691.758	845.244	411.699	-	113.224
3R Pescada	100%	35.411	183.940	12.016	56.381	150.954	-	21.096
3R Candeias	100%	141.218	1.565.424	102.088	90.148	1.514.406	-	3.763
3R Macau	100%	471.039	1.457.618	356.067	201.345	1.371.245	-	370.793
3R RV	100%	134.745	759.446	392.107	188.265	313.819	-	76.488
3R FZB	100%	44.650	208.992	24.333	85.487	143.822	-	(17.156)
3R Areia Branca	100%	52.796	184.316	49.479	17.659	169.974	132.561	5.893
3R Potiguar	100%	1.227.082	7.958.670	1.359.309	6.549.172	1.277.271	-	83.714
3R Lux	100%	150.433	2.440.641	21.912	2.303.090	266.072	-	(20.047)
		<b>2.905.957</b>	<b>16.059.164</b>	<b>3.009.069</b>	<b>10.336.791</b>	<b>5.619.262</b>	<b>132.561</b>	<b>637.768</b>

	31 de dezembro de 2022							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de 3R Areia Branca (i)	Resultado
3R Offshore	85%	354.417	1.269.695	416.646	874.064	333.402	-	68.907
3R Pescada	100%	91.331	165.952	12.031	93.924	151.328	-	33.661
3R Candeias	100%	101.618	1.488.833	70.363	149.445	1.370.643	-	33.193
3R Macau	100%	495.414	1.144.563	319.864	119.661	1.200.452	-	442.782
3R RV	100%	118.567	693.798	73.545	487.295	251.525	-	56.204
3R FZB	100%	38.218	407.150	81.295	283.095	80.978	-	(17.823)
3R Areia Branca	100%	69.956	146.933	33.787	53.574	129.528	143.442	(9.361)
3R Potiguar	100%	62.573	596.986	13.911	70.000	575.648	-	(25.352)
3R Lux	100%	80.184	-	8	-	80.176	-	349
		<b>1.412.278</b>	<b>5.913.910</b>	<b>1.021.450</b>	<b>2.131.058</b>	<b>4.173.680</b>	<b>143.442</b>	<b>582.560</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(i) Refere-se à mais valia dos ativos fixos adquiridos na aquisição da 3R Areia Branca, a qual impacta as informações consolidadas e é amortizada conforme a curva de produção. Segue abaixo o demonstrativo de movimentação dos saldos:

<b>Saldo em 1º de janeiro de 2022</b>	<b>173.631</b>
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(45.741)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/ depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	15.552
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>143.442</b>
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(16.488)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/ depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	5.607
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>132.561</b>

## 17 . Imobilizado

### Controladora

	Vida Útil (anos)	Saldos em 1º de janeiro de 2022	Adição	Baixa	Saldo em 31 de dezembro de 2022	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 31 de dezembro de 2023
<b>Custo</b>									
Máquinas e Equipamentos	8 - 30	-	-	-	-	25	-	-	25
Imobilizados administrativo	10 - 20	2.121	6.495	(29)	8.587	1.257	(4)	117	9.957
Instalações	15 - 25	2.543	6.940	-	9.483	1.100	-	264	10.847
Imobilizado em andamento	-	-	1.138	-	1.138	1.414	-	(381)	2.171
		<b>4.664</b>	<b>14.573</b>	<b>(29)</b>	<b>19.208</b>	<b>3.796</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>23.000</b>
<b>Depreciação</b>									
Imobilizados administrativo		(189)	(1.003)	-	(1.192)	(1.526)	-	-	(2.718)
Máquinas e Equipamentos		-	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Instalações		-	(155)	-	(155)	(295)	-	-	(450)
		<b>(189)</b>	<b>(1.158)</b>	<b>-</b>	<b>(1.347)</b>	<b>(1.822)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.169)</b>
<b>Total</b>		<b>4.475</b>	<b>13.415</b>	<b>(29)</b>	<b>17.861</b>	<b>1.974</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>19.831</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2022	Adição	Baixa	Constituição ARO	Ajuste ARO	Impairment	Mais Valia	Ajuste de conversão	Em 31 de dezembro de 2022	Adição	Transferência	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Ajuste de ARO	Mais Valia	Ajuste de conversão	Em 31 de dezembro de 2023
<b>Custo</b>																			
Instalações	15 - 25	8.690	42.398	-	-	-	-	-	-	51.088	439.939	34.620	-	-	-	-	-	-	525.647
Máquinas e equipamentos	15 - 30	136.685	263.377	-	-	-	-	-	-	400.062	1.471.099	233.273	(292)	-	-	-	-	(16)	2.104.126
Imobilizados administrativo	10 - 20	16.653	14.325	(306)	-	-	-	-	(3)	30.669	141.103	15.486	(7)	-	-	-	-	74	187.325
Poços	UOP	608.090	158.283	-	-	-	-	-	(35.598)	730.775	789.937	32.025	(2.285)	-	-	-	-	(59.709)	1.490.743
Plataformas	UOP	-	252.364	-	-	-	-	-	-	252.364	40.048	(11.944)	-	-	-	-	-	-	280.468
Facilities	UOP	595.185	3.901	(68)	-	-	-	-	(29.285)	569.733	2.893	(16.775)	-	-	-	-	-	(13.369)	542.482
Veículos	5	961	264	-	-	-	-	-	-	1.225	775	-	(320)	-	-	-	-	-	1.680
Terreno	-	16.908	-	-	-	-	-	-	-	16.908	-	-	-	-	-	-	-	-	16.908
Desmobilização do campo	UOP	317.394	-	-	760.304	(72.558)	-	-	(3.040)	1.002.100	-	-	-	1.245.552	-	(1.074.497)	-	(1.870)	1.171.285
Imobilizado em andamento	-	249.697	117.816	(1.122)	-	-	(123.318)	-	(162)	242.911	1.247.573	(288.374)	-	-	(42.752)	-	-	3.399	1.162.757
		<b>1.950.263</b>	<b>852.728</b>	<b>(1.496)</b>	<b>760.304</b>	<b>(72.558)</b>	<b>(123.318)</b>	-	<b>(68.088)</b>	<b>3.297.835</b>	<b>4.133.367</b>	<b>(1.689)</b>	<b>(2.904)</b>	<b>1.245.552</b>	<b>(42.752)</b>	<b>(1.074.497)</b>	-	<b>(71.491)</b>	<b>7.483.421</b>
<b>Depreciação</b>																			
Instalações		(1.295)	(993)	-	-	-	-	(59)	-	(2.347)	(11.284)	-	-	-	-	-	(59)	(10)	(13.700)
Máquinas e equipamentos		(8.377)	(21.773)	-	-	-	-	(1.534)	-	(31.684)	(82.158)	-	22	-	-	-	(1.534)	(67)	(115.421)
Imobilizados administrativo		(5.611)	(3.518)	308	-	-	-	(30)	4	(8.847)	(5.377)	-	-	-	-	-	(30)	91	(14.163)
Poços		(467.938)	(11.014)	-	-	-	-	-	31.162	(447.790)	(36.161)	-	2.421	-	-	-	-	40.718	(440.812)
Plataformas		-	(6.886)	-	-	-	-	-	-	(6.886)	(63.915)	-	-	-	-	-	-	-	(70.801)
Facilities		(451.142)	(12.214)	28	-	-	-	-	22.741	(440.587)	(5.941)	-	-	-	-	-	-	12.969	(433.559)
Veículos		(574)	(25)	-	-	-	-	(374)	-	(973)	(164)	-	319	-	-	-	-	-	(818)
Desmobilização do campo		(67.313)	(66.367)	-	-	-	-	-	3.030	(130.650)	(116.230)	-	-	-	-	-	-	1.828	(245.052)
		<b>(1.002.250)</b>	<b>(122.790)</b>	<b>336</b>	-	-	-	<b>(1.997)</b>	<b>56.937</b>	<b>(1.069.764)</b>	<b>(321.230)</b>	-	<b>2.762</b>	-	-	-	<b>(1.623)</b>	<b>55.529</b>	<b>(1.334.326)</b>
<b>Total</b>		<b>948.013</b>	<b>729.938</b>	<b>(1.160)</b>	<b>760.304</b>	<b>(72.558)</b>	<b>(123.318)</b>	<b>(1.997)</b>	<b>(11.151)</b>	<b>2.228.071</b>	<b>3.812.137</b>	<b>(1.689)</b>	<b>(142)</b>	<b>1.245.552</b>	<b>(42.752)</b>	<b>(1.074.497)</b>	<b>(1.623)</b>	<b>(15.962)</b>	<b>6.149.095</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

As adições ao imobilizado compreendidas durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 na linha de imobilizados em andamento são majoritariamente referentes a construção de uma planta de processamento de água (debottlenecking) e facilites para infraestrutura de perfuração e reativação de poços no valor de R\$ 156.302, campanha de perfuração de poços no valor de R\$ 302.326, *workover* no valor de R\$ 305.136 e almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 371.582.

No início das operações do Polo Potiguar em 08 de junho de 2023, a Petrobras transferiu instalações e equipamentos no valor de R\$ 2.573.511 que fazem parte do custo de aquisição deste ativo, compreendendo R\$ 1.647.205 em máquinas e equipamentos, R\$ 1.397 em ferramentas, R\$ 303.414 em instalações, R\$ 618.509 em poços e R\$ 732 em veículos.

Em 31 de dezembro de 2022 a Administração da Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment* para o campo de Camarão, pertencente à 3R Offshore, que identificou a provisão no valor de R\$ 123.318 no encerramento do referido exercício, considerando a taxa de desconto de 10,97% a.a. Para as demais entidades, a Administração da Companhia não identificou indícios que levassem necessidade de realização de teste de *impairment* em 31 de dezembro de 2022.

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia reavaliou os seus investimentos em CAPEX no campo Camarão e, considerando que a Companhia está focada na consolidação dos ativos em produção, a Administração identificou a necessidade de provisão de *impairment* no valor de R\$ 42.752 no encerramento do referido exercício. Para as demais entidades, a Administração da Companhia não identificou indícios que levassem necessidade de realização de teste de *impairment* em 31 de dezembro de 2023.

## 18 . Intangível

### Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2022	Adição	Em 31 de dezembro de 2022	Adição	Em 31 de dezembro de 2023
<b>Custo</b>						
Cessão de direitos		777	-	777	-	777
Software e licenças	5	1.668	7.633	9.301	13.652	22.953
Marcas e patentes	5	258	-	258	-	258
		<b>2.703</b>	<b>7.633</b>	<b>10.336</b>	<b>13.652</b>	<b>23.988</b>
<b>Amortização</b>						
Software e licenças		(69)	(212)	(281)	(3.089)	(3.370)
Marcas e patentes		(255)	-	(255)	-	(255)
		<b>(324)</b>	<b>(212)</b>	<b>(536)</b>	<b>(3.089)</b>	<b>(3.625)</b>
<b>Total</b>		<b>2.379</b>	<b>7.421</b>	<b>9.800</b>	<b>10.563</b>	<b>20.363</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2022	Adição	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2022	Adição	Baixa	Transferências	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2023
<b>Custo</b>										
Cessão de direitos	UOP	1.610.263	1.654.308	-	3.264.571	4.298.383	(160)	-	-	7.562.794
Software e licenças	5	3.820	10.477	-	14.297	52.424	-	1.689	-	68.410
Marcas e patentes	5	260	-	-	260	-	-	-	-	260
		<b>1.614.343</b>	<b>1.664.785</b>	-	<b>3.279.128</b>	<b>4.350.807</b>	<b>(160)</b>	<b>1.689</b>	-	<b>7.631.464</b>
<b>Amortização</b>										
Cessão de direitos		(118.881)	(118.020)	(43.746)	(280.647)	(305.628)	160	-	(14.866)	(600.981)
Software e licenças		(95)	(615)	-	(710)	(8.028)	-	-	-	(8.738)
Marcas e patentes		(255)	-	-	(255)	-	-	-	-	(255)
		<b>(119.231)</b>	<b>(118.635)</b>	<b>(43.746)</b>	<b>(281.612)</b>	<b>(313.656)</b>	<b>160</b>	-	<b>(14.866)</b>	<b>(609.974)</b>
<b>Total</b>		<b>1.495.112</b>	<b>1.546.150</b>	<b>(43.746)</b>	<b>2.997.516</b>	<b>4.037.151</b>	-	<b>1.689</b>	<b>(14.866)</b>	<b>7.021.490</b>

Em 08 de junho de 2023 a 3R Potiguar concluiu a transferência da participação de 100% dos direitos da concessão sobre o campo de produção do Polo Potiguar da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. O valor da transação considerando os ajustes e os pagamentos diferidos foram de US\$ 1,5 bilhões (R\$ 7.233.827), divididos em (i) US\$ 110 milhões (R\$ 591.948), pagos na assinatura do contrato de aquisição, em janeiro de 2022; (ii) US\$ 1,1 bilhão (R\$ 5.407.889) referente a parcela final do *closing consideration*, já considerando os ajustes previstos em contrato e (iii) US\$ 251 milhões (R\$ 1.233.990), divididos em 4 parcelas anuais de US\$ 62,8 milhões, já descontado do ajuste a valor presente no valor de R\$ 112.258, sendo a primeira em março de 2024. Foram identificados instalações e equipamentos no valor de R\$ 2.573.511, que foram classificados como ativo imobilizado, conforme nota explicativa 17, o estoque de petróleo e derivados de petróleo contidos na refinaria Clara Camarão no valor de R\$ 162.321 e R\$ 153.659 referente ao inventário de materiais e equipamentos que foram transferidos à 3R Potiguar nesta data. Sendo assim, o valor registrado no ativo intangível foi de R\$ 4.232.129. O valor total da transação registrado em 2023 foi de R\$ 7.121.569.

### 19 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Fornecedor nacional	10.400	4.763	1.115.497	228.223
Fornecedor estrangeiro	3.427	1.456	199.717	18.445
<b>Total</b>	<b>13.827</b>	<b>6.219</b>	<b>1.315.214</b>	<b>246.668</b>

Os principais saldos estão relacionados a compra de matéria prima para uso na atividade de refino da 3R Potiguar e a contratação de serviços de operação, manutenção, serviços de tratamento de petróleo bruto, energia elétrica e aquisição de equipamentos para uso na atividade de exploração e produção de petróleo bruto e gás, em todos os Polos da Companhia e suas controladas.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 20 . Empréstimos e financiamentos

Instituição financeira	Banco Safra (a)	Banco Safra (a)	Banco Safra (a)	Banco BNB (b)	Banco CEF (b)	Banco CEF (b)	Banco CCB (b)	UMB (pool bancos) (c)	Total
Encargos financeiros anuais (%)	Dólar + 6,70%	Dólar +8,20%	Dólar +8,65%	IPCA + 5,29%	Taxa DI + 2,67%	Taxa DI + 2,42%	Taxa DI + 1,80%	SOFR + 6,25%	-
<b>1º de janeiro de 2022</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Captação	50.000	24.500	25.500	-	-	-	-	-	100.000
Varição cambial	6.225	(438)	(229)	-	-	-	-	-	5.558
Juros incorridos	2.647	9	9	-	-	-	-	-	2.665
<b>31 de dezembro de 2022</b>	<b>58.872</b>	<b>24.071</b>	<b>25.280</b>	-	-	-	-	-	<b>108.223</b>
Captação	-	-	-	36.937	50.000	100.000	60.000	2.461.800	2.708.737
Custo de transação	-	-	-	-	-	-	-	(147.884)	(147.884)
Custo de transação apropriado	-	-	-	-	-	-	-	21.723	21.723
Varição Cambial	(1.973)	(2.016)	(2.107)	-	-	-	-	86.150	80.054
Liquidação principal	(54.364)	(22.175)	(23.291)	-	-	-	-	-	(99.830)
Juros pagos	(3.603)	(1.757)	(1.858)	(1.558)	(3.881)	(3.787)	(4.396)	(147.198)	(168.038)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	-	-	-	(115.744)	(115.744)
Juros incorridos	1.068	1.877	1.976	-	5.422	6.174	6.504	166.120	189.141
Juros capitalizados	-	-	-	1.677	-	-	-	-	1.677
<b>31 de dezembro de 2023</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>37.056</b>	<b>51.541</b>	<b>102.387</b>	<b>62.108</b>	<b>2.324.967</b>	<b>2.578.059</b>
Passivo circulante	-	-	-	119	34.874	2.387	62.108	139.940	239.428
Passivo não circulante	-	-	-	36.937	16.667	100.000	-	2.185.027	2.338.631

(a) Empréstimos captados durante o exercício de 2022 pela controlada 3R Offshore com vencimento em abril de 2023 para R\$ 50.000 (US\$ 10.776), e julho de 2023 para R\$ 24.500 (US\$ 4.611) e R\$ 25.500 (US\$ 4.843). Esses empréstimos foram liquidados em maio e junho de 2023.

(b) Empréstimos captados durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, sendo: (i) R\$ 36.937 contratados junto ao Banco BNB, com vencimento em junho de 2030, pela controlada 3R Macau, (ii) R\$ 50.000 e R\$ 100.000 contratados junto ao Banco CEF pela controladora 3R OG e pela sua controlada 3R Offshore, respectivamente, com vencimentos em abril de 2025 e julho de 2026 e (iii) R\$ 60.000 junto ao Banco CCB, captado pela 3R OG com vencimento em outubro de 2024.

(c) Empréstimo adquirido pela 3R Lux em junho de 2023 e com vencimento em fevereiro de 2027 no valor de US\$ 500 milhões (R\$ 2.461.800), com objetivo de capitalizar recursos financeiros para o pagamento das obrigações assumidas com o closing do Polo Potiguar.

### 21 . Debêntures

#### Debêntures na controlada 3R Areia Branca

Emissão de debêntures, de acordo com a Escritura da Primeira Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com Garantia Real, em Série Única com as seguintes características ("Debêntures BTG Areia Branca"):

Debenturista – BTG Pactual Serviços Financeiros S.A.

Valor total da emissão - R\$ 47.124

Quantidade – 1

Valor unitário – R\$ 47.123.700,00 (quarenta e sete milhões, cento e vinte e três mil e setecentos reais) na data da emissão

Emissão – 21 de setembro de 2021

Vencimento – 01 de novembro de 2024

Pagamento de juros – Trimestral

Garantia – alienação fiduciária da totalidade das ações e penhor de direitos decorrentes de contratos de concessão

Amortização Antecipada – a qualquer momento a empresa pode amortizar o valor em aberto de maneira total ou parcial

Remuneração - O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. Os juros sobre o valor nominal atualizado serão cobrados a uma taxa de 8,5% (oito inteiros e meio por cento) ao ano, resultando em uma taxa efetiva de 8,81% (oito inteiros e oitenta e um por cento) ao ano.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### **Debêntures na Controladora 3R OG**

Emissão de debêntures, de acordo com a 2ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures 3R OG"):

Debenturista – Banco Itaú BBA S.A.

Valor total da emissão - R\$ 900.000

Quantidade – 900.000

Valor unitário – R\$ 1.000,00 (Um mil reais) na data da emissão

Emissão – 16 de agosto de 2022

Vencimento – 15 de agosto de 2025

Pagamento de juros – Trimestral

Garantia – Garantia firme concedida pelas instituições financeiras coordenadores da operação financeira.

Amortização Antecipada – a partir do 18º (décimo oitavo) mês (inclusive) contado da Data de Emissão observados os termos e condições estabelecidos na Escritura de Emissão, realizar a amortização extraordinária facultativa parcial das Debêntures.

Remuneração - A taxa juros correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias do DI de um dia, "over extra-grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 ("Taxa DI"), acrescida de *spread* (sobretaxa) de 3,00% (três inteiros por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis ("Remuneração").

### **Debêntures BTG - Potiguar**

Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª emissão de debêntures é conversível em ações, da espécie com garantia real, com garantia fidejussória adicional, em série única., com as seguintes características ("Debêntures BTG - Potiguar"):

Debenturista – Banco BTG Pactual S.A.

Valor total da emissão - R\$ 2.646.050

Quantidade – 200

Valor unitário – R\$ 13.230.250,00 (Treze milhões, duzentos e trinta mil e duzentos e cinquenta reais) na data da emissão

Emissão – 27 de março de 2023

Vencimento – 20 de outubro de 2027

Pagamento de juros – Trimestral

Garantia – Garantia de cessão fiduciária

Amortização Antecipada – A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que transcorridos 2 (dois) anos da Data de Integralização, realizar a amortização extraordinária das Debêntures, mediante pagamento de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (i) da Remuneração aplicável, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive; e (ii) prêmio de amortização antecipada equivalente a 1,25% (um inteiro e vinte e cinco centésimos por cento) ao ano, incidente sobre a parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado objeto da Amortização Extraordinária Facultativa, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures, contado na base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos entre a data do efetivo pagamento da Amortização a partir do 18º (décimo oitavo) mês (inclusive) contado da Data de Emissão observados os termos e condições estabelecidos na Escritura de Emissão, realizar a amortização extraordinária facultativa parcial das Debêntures.

Remuneração - O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados equivalentes à 11,1075% (onze vírgula mil e setenta e cinco por cento) ao ano, base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa *pro rata temporis* por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração, imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusivo.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### **Debêntures Santander - Potiguar**

Emissão de debêntures, de acordo com a 5ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografia, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures Santander - Potiguar"):

Debenturista – Banco Santander S.A.

Valor total da emissão - R\$ 2.461.800

Quantidade – 24.618.000

Valor unitário – R\$ 100,00 (cem reais) na data da emissão

Emissão – 26 de maio de 2023

Vencimento – 26 de maio de 2028

Pagamento de juros – Bimestral, trimestral e quadrimestre

Garantia – Garantia de cessão fiduciária

Amortização Antecipada – A Emissora poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer momento, realizar a amortização extraordinária das Debêntures (Amortização Extraordinária Facultativa), mediante pagamento (i) de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (ii) da Remuneração aplicável, calculada *pro rata temporis* desde a primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive, (iii) dos demais encargos devidos e não pagos até a data da Amortização Extraordinária Facultativa, caso existentes, e, (iv) caso a Amortização Extraordinária Facultativa não seja realizada nas datas e nas parcelas previstas em contrato, do Prêmio incidente sobre os montantes indicados nas alíneas (i) e (ii) acima.

Remuneração – O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados entre 9,80% a.a. e 10,51% a.a., base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa *pro rata temporis* por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a primeira Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive. A Remuneração será calculada e paga na forma prevista na Escritura de Emissão.

### **Debêntures na Controladora 3R OG (Infraestrutura)**

Emissão de debêntures de infraestrutura, de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografia, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures 3R OG"):

Agente fiduciário – Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Debenturistas: Investidores profissionais, conforme Resolução CVM 160 e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30.

Valor total da emissão - R\$ 1.000.000

Quantidade – 1.000.000

Valor unitário – R\$ 1.000,00 (um mil reais) na data da emissão

Emissão – 15 de outubro de 2023

Vencimento – 15 de outubro de 2033

Pagamento de juros – Semestralmente

Garantia – Garantia de cessão fiduciária

Amortização Antecipada – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Remuneração - Sobre o valor nominal unitário atualizado das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,4166% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive).

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		3R Areia Branca		3R Potiguar BTG		3R Potiguar Santander		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Saldo inicial</b>	<b>900.585</b>	-	<b>42.734</b>	<b>48.212</b>	-	-	-	-	<b>943.319</b>	<b>48.212</b>
Emissão de Debêntures	1.000.000	900.000	-	-	2.646.050	-	2.461.800	-	6.107.850	900.000
Custos de transação	(42.882)	(19.274)	-	-	(116.590)	-	-	-	(159.472)	(19.274)
Custos de transação apropriados	7.139	2.142	-	-	15.327	-	-	-	22.466	2.142
Juros apropriados	151.792	40.502	2.249	4.401	158.750	-	186.262	-	499.053	44.903
Juros pagos	(142.107)	(22.785)	(2.549)	(4.121)	(144.586)	-	(154.852)	-	(444.094)	(26.906)
Liquidação Principal	-	-	(22.943)	(3.052)	-	-	-	-	(22.943)	(3.052)
Atualização monetária	4.865	-	1.144	(2.706)	(41.150)	-	(41.150)	-	(76.291)	(2.706)
Variação cambial paga	-	-	(196)	-	(184.705)	-	18	-	(184.883)	-
Variação cambial incorrida	-	-	521	-	(1.012)	-	(406)	-	(897)	-
	<b>1.879.392</b>	<b>900.585</b>	<b>20.960</b>	<b>42.734</b>	<b>2.332.084</b>	-	<b>2.451.672</b>	-	<b>6.684.108</b>	<b>943.319</b>
Passivo circulante	535.840	17.717	20.960	21.517	12.697	-	152.428	-	721.925	39.234
Passivo não circulante	1.343.552	882.868	-	21.217	2.319.387	-	2.299.244	-	5.962.183	904.085

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos sobre as debêntures são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

## 22 . Impostos a recolher

### 22.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	-	-	29.376	6.317
	-	-	<b>29.376</b>	<b>6.317</b>

### 22.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	875	711	1.602	7.541
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	-	56.094	32.120
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	2.688	1.920	16.115	4.831
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	57	40	16.219	5.270
Outros	219	112	3.684	1.222
	<b>3.839</b>	<b>2.783</b>	<b>93.714</b>	<b>50.984</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 23 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Aquisição do Polo Rio Ventura (a)	-	-	98.290	93.472
Aquisição de 3R Areia Branca (b)	35.442	32.184	35.442	32.184
Aquisição do Polo Fazenda Belém (c)	-	-	-	61.563
Aquisição Polo Peroá (d)	-	-	187.702	241.549
Aquisição Polo Papa Terra (e)	-	-	400.077	404.137
Aquisição Polo Potiguar (f)	-	-	1.241.566	-
	<b>35.442</b>	<b>32.184</b>	<b>1.963.077</b>	<b>832.905</b>
Circulante	35.442	-	608.436	299.089
Não circulante	-	32.184	1.354.641	533.816

(a) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Rio Ventura, sendo US\$ 16 milhões (R\$ 96.609) a serem pagos em até 30 meses após o fechamento da transação e US\$ 43,2 milhões (R\$ 255.961) a serem pagos conforme previsto no contrato como pagamentos contingentes, atrelados ao preço do Brent caso este atinja média móvel igual ou superior a US\$ 48 e US\$ 58 por barril, respectivamente, medida ao longo de um período de 12 meses, a qualquer momento a partir da conclusão da aquisição do ativo, indexado à taxa LIBOR e ao dólar norte-americano no final do período. Parte desses pagamentos contingentes vinculados ao preço do Brent foram pagos em 7 de outubro de 2022 e o valor remanescente a ser pago pela aquisição do Polo Rio Ventura em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 98.290, pago em janeiro de 2024.

(b) Refere-se à parcela contingente a ser paga em março de 2024, pela aquisição da 3R Areia Branca de até US\$ 7 milhões (R\$ 37.406), caso o preço médio diário de referência *brent* entre 02 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2023 seja superior a US\$ 55 por barril. Para fins de cálculo, será devido o pagamento de US\$ 4,66 mil para cada US\$ 0,01 por barril de *brent* médio no período pré-estabelecido que supere o *brent* mínimo, limitado a US\$ 7 milhões. Considerando as condições pré-estabelecidas serão atendidas, o valor a ser pago pela aquisição de 3R Areia Branca em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 35.442.

(c) Referia-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Fazenda Belém, conforme contrato firmado em 14 de agosto de 2020, na qual 3R FZB adquiriu a totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (onshore) de Fazenda Belém e Icapuí, o Polo Fazenda Belém, na bacia Potiguar, no Ceará, no qual possuía como valor a ser pago de US\$ 10,0 milhões, equivalentes à R\$ 59.204, em doze meses após o fechamento da transação, atualizado a taxa libor mensal. O valor foi pago integralmente em 07 de agosto de 2023.

(d) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Peroá, conforme contrato firmado em 29 de janeiro de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 100% da participação da Petrobras nos campos de produção de Peroá e Cangoá e BM-ES-21 (Plano de Avaliação de Descoberta de Malombe), denominados conjuntamente Polo Peroá, localizado na Bacia do Espírito Santo, tendo como valor a ser pago de US\$ 42,5 milhões (R\$ 245.144) em pagamentos contingentes previstos em contrato, sendo: (i) US\$ 20 milhões vinculados à apresentação da declaração de comercialidade de Malombe à ANP; (ii) US\$ 12,5 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 48 por barril com previsão de pagamento para agosto de 2025; e (iii) US\$ 10 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 58 por barril, atualizado a taxa libor mensal. Em 30 de agosto de 2023 foi pago o montante de US\$ 10 milhões (R\$ 53.558). O valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 187.702.

(e) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Papa-Terra, conforme contrato firmado em 09 de julho de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 62,5% dos direitos da concessão sobre o campo de produção de Papa Terra da Petrobras, composto da FPSO (P-63) e a plataforma do tipo TLWP (P-61), denominados conjuntamente Polo Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, tendo como valor a ser pago de US\$ 90 milhões descontados da geração de caixa remanescente de 1º de julho de 2021 até a conclusão da transação, sendo considerado na data de aquisição uma expectativa de pagamento de US\$ 80,4 milhões (R\$ 436.194), atualizado a taxa libor mensal, que estão condicionados ao preço de referência do petróleo tipo Brent e à performance operacional do ativo entre a data de conclusão da transação e dezembro de 2032, dividido em 11 parcelas com vencimentos entre julho de 2023 e abril de 2027. Em 28 de julho de 2023 foi pago o montante US\$ 5,4 milhões (R\$ 28.422), sendo R\$ 1.019 através de desembolso financeiro e R\$ 27.403 através de desconto devido à geração de caixa conforme as condições precedentes do contrato firmado em julho de 2021. Em 31 de dezembro de 2023, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Papa-Terra é de R\$ 400.077.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(f) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Potiguar, conforme contrato firmado em 31 de janeiro de 2022, na qual a 3R Potiguar adquiriu 100% da participação dos direitos da concessão sobre o conjunto de 22 campos de óleo e gás, localizado na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, tendo como valor a ser pago de US\$ 235,0 milhões (R\$ 1.154.297) atualizado a taxa libor. Em 08 de junho de 2023 o valor atualizado a ser pago em 4 parcelas anuais sendo a primeira em março de 2024 no valor de US\$ 251,2 milhões (R\$ 1.233.990). O valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar em 31 de dezembro de 2023 é de US\$ 256,5 milhões (R\$ 1.241.566).

### 24 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Obrigações com antigo controlador (a)	41.330	58.706	44.393	58.706
Obrigações a pagar Fazenda Pinauna	-	-	15.000	15.000
Outros	1.880	1.860	15.894	16.998
	<b>43.210</b>	<b>60.566</b>	<b>75.287</b>	<b>90.704</b>
Circulante	1.880	1.663	30.894	24.476
Não circulante	41.330	58.903	44.393	66.228

(a) Pagamento contingente atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias e 3R OG. Nos termos do contrato de compra e venda assinado entre o atual e o antigo controlador, caso a Companhia e as suas Controladas, elencadas acima, venham a aproveitar-se dos prejuízos fiscais, o antigo controlador, fará jus ao valor equivalente de até um terço do benefício auferido em decorrência de sua utilização, deduzidos de determinados passivos pagos pela Companhia.

### 25 . Transações com partes relacionadas

As movimentações de saldos com partes relacionadas está demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Saldos patrimoniais</b>				
<b>Ativo Circulante</b>				
Debêntures (i)	458.068	12.612	-	-
Dividendos a receber (ii)	300.568	225.868	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (iii)	8.971	14.749	-	-
<b>Total do ativo circulante com partes relacionadas</b>	<b>767.607</b>	<b>253.229</b>	-	-
<b>Ativo Não Circulante</b>				
Debêntures (i)	279.227	620.000	-	-
<b>Total do ativo não circulante com partes relacionadas</b>	<b>279.227</b>	<b>620.000</b>	-	-
<b>Passivo Circulante</b>				
Aumento de capital social em controlada (iv)	60.000	12.000	-	-
Outras contas a pagar	-	605	-	-
Dividendos a pagar (vi)	-	-	6.164	-
Debêntures (v)	-	-	22.129	-
<b>Total do passivo circulante com partes relacionadas</b>	<b>60.000</b>	<b>12.605</b>	<b>28.293</b>	-
<b>Passivo não Circulante</b>				
Debêntures (v)	-	-	16.071	-
<b>Total do passivo não circulante com partes relacionadas</b>	-	-	<b>16.071</b>	-
<b>Resultado das operações no exercício</b>				
Receitas e despesas financeiras				
Juros sobre mútuo concedido	-	2.183	-	-
Juros sobre debêntures	111.182	19.864	-	-
<b>Receitas com partes relacionadas</b>	<b>111.182</b>	<b>22.047</b>	-	-

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(i) Em 03 de outubro de 2022 a 3R RV realizou a emissão da 1ª debêntures de colocação privada em favor da Companhia, no valor de R\$ 300.000. Em 13 de outubro de 2022, a 3R Potiguar realizou a emissão da 1ª debêntures de colocação privada em favor da Companhia, no valor de R\$ 40.000, e em 21 de novembro de 2022 foi realizada a emissão da 2ª debêntures de colocação privada em favor da Companhia, no valor de R\$ 30.000; e Em 27 de outubro de 2022 a 3R Offshore realizou a emissão da 1ª debêntures de colocação privada em favor da Companhia, no valor de R\$ 250.000. Todas as emissões acima citadas, possuem prazo de vencimento em 14 de agosto de 2025 e são remunerados com aplicação correspondente à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diária DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis e não são conversíveis em ações. Em 14 de fevereiro de 2023 a 3R Potiguar realizou a 3ª emissão de debêntures de colocação privada e simples, não conversíveis em ações, em favor da Companhia, no valor de R\$ 30.000, com prazo de vencimento em 14 de agosto de 2025 e são remunerados com aplicação correspondente à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diária DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis. Em 31 de maio de 2023 a 3R Potiguar realizou a 6ª emissão de debêntures de colocação privada e simples, não conversíveis em ações, em favor da Companhia, no valor de R\$ 110.000, com prazo de vencimento em 11 de abril de 2025 e são remunerados com aplicação correspondente à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diária DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 2,2% ao ano na base de 252 dias úteis.

(ii) O valor registrado em 31 de dezembro de 2023, refere-se aos dividendos das controladas 3R Macau, 3R Pescada, 3R Areia Branca, 3R Potiguar, 3R Rio Ventura e 3R Offshore, referente ao resultado do exercício de 2023. O valor registrado em 31 de dezembro de 2022, refere-se aos dividendos da controlada 3R Macau, pago em julho de 2023, referente ao resultado do exercício de 2022.

(iii) O valor de R\$ 8.971 (R\$ 14.749 em 31 de dezembro de 2022) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas.

(iv) Refere-se ao aumento de capital nas controladas 3R Potiguar no montante de R\$ 30.000 e na 3R Candeias no montante de R\$ 30.000. Em 31 de dezembro de 2022, o valor refere-se à aumento de capital na controlada 3R Macau no valor de R\$ 12.000, que foram quitados em janeiro de 2023.

(v) Em 19 de julho de 2023 a 3R Offshore realizou a segunda emissão de debêntures, não conversíveis em ações, de colocação privada em favor da Maha Energy Holding Brasil ("Maha"), no valor de R\$ 37.500, tendo como prazo de vencimento 14 de agosto de 2025. A remuneração aplicada corresponde à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diária DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis.

(vi) Refere-se aos dividendos da controlada 3R Offshore, a serem pagos ao acionista não controlador, referente ao resultado do exercício de 2023.

### Remuneração pessoal chave

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas nº 6.404/76 e com o Estatuto Social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, em Assembleia Geral, fixarem o valor global da remuneração anual dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração efetuar a distribuição da verba entre os administradores.

A Companhia é dirigida por um Conselho de Administração composto por, no mínimo 5 e no máximo 11 membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral com mandato unificado de 2 anos e uma Diretoria eleita pelo Conselho de Administração compostos por, no mínimo 3 e no máximo 7 membros, sendo um diretor presidente, um diretor de relações com investidores, um diretor financeiro e os demais sem designação específica. A remuneração dos membros do Conselho de Administração e Diretoria em 31 de dezembro de 2023 e em 31 de dezembro de 2022 estão no quadro a seguir:

	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Remuneração e benefícios	13.826	18.623
Encargos sociais	3.672	2.591
Pagamentos baseados em ações	9.731	-
<b>Total</b>	<b>27.229</b>	<b>21.214</b>

Após a reorganização da Diretoria Estatutária da Companhia, ocorrida em 03 de janeiro de 2023, o quadro de administradores passou a ser composta por 3 diretores, enquanto em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possuía 6 diretores.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Pagamentos baseados em ações

Atualmente a Companhia possui dois planos de opção de compra de ações aprovados em Assembleia Geral de Acionistas: o Plano de Opção de Compra de Ações ("1º Plano") aprovado em 31 de agosto de 2020 e aditado em 26 de abril de 2021 e; o Plano de Incentivo via Opção de Compra de Ações ("2º Plano") aprovado em 29 de abril de 2022. Nos dois planos, cada opção de compra dará direito de adquirir uma ação ordinária de emissão da Companhia.

As condições gerais dos referidos planos são:

	Primeiro plano	Segundo plano
Preço de exercício	O valor de precificação das ações na B3 à época da outorga em ambiente bursátil.	No mínimo, R\$ 1,00 por opção e, no máximo, 70% da média aritmética simples das cotações de fechamento das ações na B3 correspondente aos pregões do último trimestre do exercício social anterior ao da outorga.
Vesting	4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos.	Cada período de vesting terá, pelo menos, 6 meses de duração.
Prazo máximo de exercício	12 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.	6 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.

Abaixo, seguem os termos e condições dos programas aprovados:

Plano	Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Opções outorgadas	Opções exercidas	Opções canceladas	Opções em aberto	Preço de exercício	Valor justo na outorga
Primeiro Plano	I	08/dez/2021	Até 31/08/24	31/ago/2025	943.424	265.856	-	687.568	R\$ 15,75	R\$ 19,68
Primeiro Plano	II	08/dez/2021	Até 31/08/24	31/ago/2025	1.864.379	316.178	332.161	1.216.040	R\$ 15,75	R\$ 19,68
Primeiro Plano	III	08/dez/2021	Até 30/03/25	30/mar/2026	187.532	-	-	187.532	R\$ 36,00	R\$ 11,45
Primeiro Plano	IV	08/dez/2021	Até 30/03/25	30/mar/2026	351.626	-	156.474	195.152	R\$ 36,00	R\$ 11,45
Primeiro Plano	V	01/mai/2023	Até 01/01/27	01/jan/2028	1.730.000	-	50.000	1.680.000	R\$ 33,00	R\$ 11,61
Segundo Plano	I	01/mai/2023	Até 01/01/25	01/jul/2025	115.655	-	-	115.655	R\$ 7,90	R\$ 25,08

Para a precificação do valor justo das opções dos programas foi utilizado o modelo de Black-Scholes, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação na outorga, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 26 . Provisão para abandono

Os valores de abandono são mensurados pelo prazo da vida útil econômica do projeto, e são trazidos a valor presente para fins de reconhecimento inicial. O passivo de abandono é atualizado anualmente ou quando exista alguma evidência objetiva que seu valor possa estar materialmente inadequado. As revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício (resultado financeiro líquido). Os saldos do passivo de abandono já contemplam o *decommissioning share agreement* incluído nos contratos de aquisição dos ativos.

A movimentação do saldo da provisão para abandono está demonstrada a seguir:

	Consolidado									
	3R RV	3R Areia Branca	3R Pescada	3R Macau	3R Candeias	3R FZB	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Total
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2022</b>	<b>143.983</b>	<b>9.567</b>	<b>124.611</b>	<b>135.803</b>	-	-	-	-	-	<b>413.964</b>
Constituição da provisão	-	-	-	-	123.869	274.511	200.113	161.811	-	<b>760.304</b>
Gastos com abandono no exercício	(850)	-	-	(2.406)	-	-	-	-	-	<b>(3.256)</b>
Atualização da provisão do abandono	7.223	489	5.284	6.826	14.454	8.584	7.650	-	-	<b>50.510</b>
Remensuração da provisão do abandono	(57.002)	22.302	(27.878)	(37.858)	-	-	-	-	-	<b>(100.436)</b>
Ajuste de conversão	-	-	(8.101)	-	-	-	-	-	-	<b>(8.101)</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>93.354</b>	<b>32.358</b>	<b>93.916</b>	<b>102.365</b>	<b>138.323</b>	<b>283.095</b>	<b>207.763</b>	<b>161.811</b>	-	<b>1.112.985</b>
Constituição da provisão	-	-	-	-	-	-	-	-	1.245.552	<b>1.245.552</b>
Gastos com abandono no período	(2.010)	-	-	(1.102)	(968)	-	-	-	-	<b>(4.080)</b>
Atualização da provisão do abandono	5.576	2.087	5.956	6.491	8.714	17.176	14.940	10.683	46.541	<b>118.164</b>
Remensuração da provisão do abandono (a)	(67.634)	(21.127)	(48.437)	(61.652)	(82.428)	(213.622)	(15.637)	(72.968)	(539.428)	<b>(1.122.933)</b>
Reembolso de gasto com abandono	1.670	-	-	4.127	-	-	-	-	644	<b>6.441</b>
Ajuste de conversão	-	-	(6.771)	-	-	-	-	-	-	<b>(6.771)</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>30.956</b>	<b>13.318</b>	<b>44.664</b>	<b>50.229</b>	<b>63.641</b>	<b>86.649</b>	<b>207.066</b>	<b>99.526</b>	<b>753.309</b>	<b>1.349.358</b>
Taxa de desconto	9,68%	9,68%	9,68%	9,68%	9,68%	9,68%	9,86%	9,68%	9,68%	
Previsão de abandono	2053	2053	2050	2053	2053	2053	2039	2049	2053	

(a) Durante 2023, a Companhia e suas controladas remensuraram a provisão para abandono em virtude da apresentação dos prazos de vida útil, mediante certificação de reserva emitida pela DeGolyer and MacNaughton conforme nota explicativa 1 e mudança na taxa de desconto e variações nos custos atrelados ao abandono desses ativos.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 27 . Provisão de contingências

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em ações judiciais de naturezas cíveis, fiscais e trabalhistas. Com base no parecer de seus consultores jurídicos internos e externos, a Administração considera a provisão para perdas registradas suficiente para cobrir as perdas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Trabalhista	3.118	3.589	3.207	3.589
Outros	-	-	-	424
	<b>3.118</b>	<b>3.589</b>	<b>3.207</b>	<b>4.013</b>

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia e suas controladas são objeto de ações trabalhistas, cíveis e tributárias cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 2.728.438 (R\$ 1.292.482 em 31 de dezembro de 2022).

Abaixo os valores envolvidos cuja a probabilidade de perda é considerada possível, suportado pela avaliação dos assessores jurídicos externos:

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Cível (a)	2.711.798	1.278.886
Trabalhista	11.129	7.813
Tributária (b)	5.511	5.783
	<b>2.728.438</b>	<b>1.292.482</b>

(a) Em dezembro de 2022, a 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras) apresentou contestação em ação civil pública, movida pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais (lucros cessantes) e morais. O valor apresentado pela autora é de R\$ 1.332.117 (R\$ 1.277.240 em 31 de dezembro de 2022), referente a supostos danos sofridos por pescadores não identificados, em razão de intervenção na atividade pesqueira, pretensamente causada pela criação de uma zona de exclusão ao exercício da pesca pela exploração de petróleo e gás desempenhada pela Petrobras no Polo de Papa-Terra (operado pela 3R Offshore somente a partir de dezembro de 2022). O valor apresentado tem como base o início da concessão da licença concedida à Petrobras em outubro de 2013.

Adicionalmente, durante o primeiro trimestre de 2023, foi adicionado o montante de R\$ 1.377.882, referente ao valor da ação civil pública, ajuizada pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, em face da 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras). O valor apresentado pela autora se refere a suposta indenização, a título de danos materiais e morais, sofridos por pescadores não identificados. Ao conceder a licença para explorar petróleo e gás à Petrobras, no Polo de Peroá (operado pela 3R Offshore a partir de agosto de 2022), o órgão ambiental criou uma zona de exclusão ao exercício da pesca. Os danos pleiteados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores decorreriam, assim, da suposta intervenção na atividade pesqueira, na referida zona de exclusão e teriam como fato gerador a concessão da referida licença.

(b) Em 31 dezembro de 2022, a Companhia também era parte passiva em processo administrativo movido pela Fazenda Federal contra a 3R Offshore, que tinha por objeto a lavratura de 11 (onze) autos de infração por suposta omissão de receitas de aplicações em valores mobiliários na apuração do IRPJ. e CSLL, decorrentes de fatos geradores relativos aos períodos de outubro de 2001 a julho de 2003, no valor de R\$ 33.492 em 31 de dezembro de 2022. Além disso, a Companhia também era parte passiva em outro processo administrativo movido pela Fazenda Federal contra 3R Pescada, no valor de R\$ 5.507 em 31 de dezembro de 2022, referente a auto de infração que lhe foi notificado por impossibilidade de dedutibilidade de despesas operacionais sob o fundamento de que a controlada não apresentou documentação adequada comprovando tais despesas. Estas ações judiciais foram encerradas durante 2023.

Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2023 há duas ações tributárias movidas pela Companhia e beneficiários do seu programa de *stock option* ("SOP") que buscam o reconhecimento do caráter mercantil dos ganhos apurados no SOP, em contraposição ao caráter remuneratório. Os autores defendem que o instrumento é mercantil e, portanto, há apenas o pagamento de ganho de capital, caso haja futura alienação das ações pelos participantes na bolsa de valores. Como consequência, requer-se o afastamento de contribuições previdenciárias, sociais e Imposto de Renda. O valor total de risco de ambas as ações em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 2.490.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 28 . Arrendamentos

#### Arrendamentos – Passivo

	Controladora									
	01 de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2022	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2023
Imóvel Administrativo	6.550	13.475	(3.438)	1.557	18.144	178	(5.547)	(4.867)	1.725	9.633
	<b>6.550</b>	<b>13.475</b>	<b>(3.438)</b>	<b>1.557</b>	<b>18.144</b>	<b>178</b>	<b>(5.547)</b>	<b>(4.867)</b>	<b>1.725</b>	<b>9.633</b>

	Consolidado									
	1º de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2022	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2023
Imóvel Administrativo	9.066	12.593	(4.266)	1.755	19.148	2.473	(5.547)	(5.385)	1.884	12.573
Outros imóveis	105	325	(176)	20	274	4.941	-	(1.327)	392	4.280
Plantas e equipamentos	16.554	16.141	(2.785)	1.234	31.144	6.524	-	(13.315)	4.107	28.460
	<b>25.725</b>	<b>29.059</b>	<b>(7.227)</b>	<b>3.009</b>	<b>50.566</b>	<b>13.938</b>	<b>(5.547)</b>	<b>(20.027)</b>	<b>6.383</b>	<b>45.313</b>

#### Direito de uso – Ativo

	Controladora							
	1º de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Depreciação	31 de dezembro de 2022	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	31 de dezembro de 2023
Imóvel Administrativo	6.550	13.475	(2.803)	17.222	178	(5.546)	(3.505)	8.349
	<b>6.550</b>	<b>13.475</b>	<b>(2.803)</b>	<b>17.222</b>	<b>178</b>	<b>(5.546)</b>	<b>(3.505)</b>	<b>8.349</b>

	Consolidado							
	1º de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Depreciação	31 de dezembro de 2022	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	31 de dezembro de 2023
Imóvel Administrativo	8.816	12.593	(3.288)	18.121	2.473	(5.546)	(3.963)	11.085
Outros imóveis	120	325	(325)	120	4.941	-	(956)	4.105
Plantas e equipamentos	16.554	16.141	(2.061)	30.634	6.524	-	(10.979)	26.179
	<b>25.490</b>	<b>29.059</b>	<b>(5.674)</b>	<b>48.875</b>	<b>13.938</b>	<b>(5.546)</b>	<b>(15.898)</b>	<b>41.369</b>

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 29 . Patrimônio Líquido

#### Capital social

Em 31 de dezembro de 2022 o capital social da Companhia está distribuído da seguinte forma:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Gerval Investimentos Ltd.	452.830	22.089.385	10,9%
Schroder Investment Management Brasil Ltda.	216.029	10.459.632	5,2%
Coronation Funds Management Ltd.	207.720	10.252.961	5,0%
Outros acionistas	3.277.827	160.285.654	78,9%
	<b>4.154.406</b>	<b>203.087.632</b>	<b>100%</b>

Em 09 de junho de 2023 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia no valor de R\$ 900.000, com a emissão de 36.809.815 ações ordinárias, por subscrição privada.

Em 07 de julho de 2023 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 1.377, mediante a emissão de 87.480 ações ordinárias, por subscrição privada.

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo aproximadamente 98% em circulação (free floating). Em 31 de dezembro de 2023, houve mudança de participação acionária envolvendo estas ações. Desta forma, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Gerval Investimentos Ltda.	424.823	20.165.245	8,4%
Banco BTG Pactual S.A.	294.922	13.999.162	5,8%
BTG Pactual WM Gestão de Recursos Ltda.	275.666	13.085.150	5,5%
Coronation Funds Management Ltd.	253.856	12.049.887	5,0%
BlackRock	253.084	12.013.253	5,0%
Outros acionistas	3.553.432	168.672.230	70,3%
	<b>5.055.783</b>	<b>239.984.927</b>	<b>100%</b>

#### Reservas de capital

Em 31 de dezembro de 2022, a reserva de capital da Companhia era de R\$ 37.136.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 houve cancelamento de opções que envolvem transações com pagamentos baseados em ações, decorrente do desligamento de profissionais que continham o benefício. Adicionalmente a Companhia estruturou dois novos programas de pagamentos baseados em ações, tendo como valor registrado adicionado ao programa já existente, resultando em um montante líquido de R\$ 21.002 (em 2022 o resultado de transações com pagamentos baseados em ações que impactaram o patrimônio líquido foi no montante de R\$ 33.793). Em 31 de dezembro de 2023 há 67 profissionais (45 profissionais em 31 de dezembro de 2022) que participam dos programas de pagamentos baseados em ações.

Sendo assim, em 31 de dezembro de 2023 a reserva de capital da Companhia representa o valor de 58.138.

#### Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor de (R\$ 25.050) no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 ((R\$ 9.469) em 31 de dezembro de 2022), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Pescada e 3R Lux, totalizando o saldo de R\$ 81.333 (R\$ 106.383 em 31 de dezembro de 2022).

#### Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 25% como dividendo mínimo obrigatório após as respectivas deduções.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 31 de dezembro de 2023 o lucro do exercício remanescente de R\$ 389.748, após absorção do prejuízo acumulado foi alocado para reserva legal no montante de R\$ 19.487 e para dividendos mínimos obrigatórios o montante de R\$ 92.565.

Em 31 de dezembro de 2022 a Administração destinou o resultado apurado para absorção do prejuízo acumulado, desta forma não houve distribuição de dividendo na Companhia em 31 de dezembro de 2022.

### Reserva de investimentos e expansão

Esta reserva foi constituída para registrar a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após a apuração do dividendo mínimo 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.

Em 31 de dezembro de 2023 a alocação realizada nesta reserva oriunda da parcela remanescente do lucro líquido ajustado após a apuração do dividendo mínimo obrigatório é no montante R\$ 277.696.

### 30 . Segmentos operacionais

A Companhia e suas controladas atuam no mercado de petróleo e gás brasileiro, realizando as atividades de exploração e produção ("E&P"), refino de derivados de petróleo e gás ("Mid & Downstream"), além do apoio corporativo e de outros negócios para realização de suas atividades.

Com a conclusão da aquisição do Polo Potiguar em 8 de junho de 2023 a Companhia e suas controladas passaram a atuar no segmento de Mid & Downstream. Antes a Companhia e suas controladas atuavam apenas no segmento de E&P.

Essa segmentação reflete o modelo de gestão da Companhia e são utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisão para alocação de recursos e avaliação de desempenho.

#### a) Segmento operacional

	Consolidado				2023
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	
Receita de vendas, líquida	4.452.122	2.380.645	-	(1.212.778)	5.619.989
Custos dos produtos vendidos	(2.671.495)	(2.184.294)	-	993.760	(3.862.029)
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.780.627</b>	<b>196.351</b>	-	<b>(219.018)</b>	<b>1.757.960</b>
Despesas gerais e administrativas	(222.558)	(17.875)	(205.480)	1.953	(443.960)
Outras despesas operacionais, líquida	(42.683)	(5.138)	(309)	-	(48.130)
Resultado financeiro, líquido	(634.367)	6.080	(46.789)	-	(675.076)
<b>Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social</b>	<b>881.019</b>	<b>179.418</b>	<b>(252.578)</b>	<b>(217.065)</b>	<b>590.794</b>
Imposto de renda corrente e diferido	(113.700)	(57.486)	-	5.607	(165.579)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	<b>767.319</b>	<b>121.932</b>	<b>(252.578)</b>	<b>(211.458)</b>	<b>425.215</b>
Acionistas controladores	747.338	121.932	(252.578)	(211.458)	405.234
Acionistas não controladores	19.981	-	-	-	19.981

(a) Refere-se majoritariamente a transações de comercialização de óleo e gás entre partes relacionadas.

#### b) Ativos por segmento

	Consolidado				31 de dezembro de 2023
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	
Imobilizado	6.455.690	1.004.730	23.001	-	7.483.421
Intangíveis	7.607.476	-	23.988	-	7.631.464
Depreciação, exaustão e amortizações	(1.892.409)	(28.608)	(6.795)	(16.488)	(1.944.300)
Adições ao imobilizado e intangível	7.461.996	1.004.730	17.448	-	8.484.174

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 31 . Receita líquida

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Receita com Vendas</b>				
Receita bruta de petróleo	-	-	2.916.504	1.776.270
(-) Deduções da receita	-	-	(272.804)	(371.044)
<b>Receita de petróleo, líquida</b>	-	-	<b>2.643.700</b>	<b>1.405.226</b>
Receita bruta de derivados	-	-	2.715.725	-
(-) Deduções da receita	-	-	(434.579)	-
<b>Receita de derivados, líquida</b>	-	-	<b>2.281.146</b>	-
Receita bruta de gás	-	-	748.905	387.075
(-) Deduções da receita	-	-	(154.831)	(71.883)
<b>Receita de gás, líquida</b>	-	-	<b>594.074</b>	<b>315.192</b>
<b>Receita com prestação de serviços</b>				
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	115.886	2.337
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	(14.817)	(333)
<b>Receita de prestação de serviços, líquida</b>	-	-	<b>101.069</b>	<b>2.004</b>
<b>Receita líquida total</b>	-	-	<b>5.619.989</b>	<b>1.722.422</b>

A receita de petróleo líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Pescada e Arabaiana, Polo Macau, Polo Rio Ventura, Polo Fazenda Belém, Polo Papa-Terra, Polo Peroá, dos campos de Ponta do Mel e Redonda e Polo Recôncavo.

A receita de gás líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Pescada e Arabaiana, Polo Macau, Polo Rio Ventura, Polo Peroá, Polo Recôncavo e o Polo Potiguar.

A receita de derivados refere-se majoritariamente a derivados de petróleo líquido consolidado da Companhia, sendo oriunda dos processamento de refino ocorrida na refinaria Clara Camarão pertecente a 3R Potiguar.

A receita de prestação de serviço consolidada da Companhia refere-se majoritariamente ao serviço processamento de gás no Polo Potiguar.

Em 31 de dezembro de 2023 a receita líquida da Companhia, quando comparada aos valores registrados em 31 de dezembro de 2022, está impactada principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 32 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Custos de operação	-	-	(2.386.805)	(241.215)
Ocupação e retenção de área	-	-	(48.489)	(29.164)
Royalty - petróleo e gás	-	-	(331.396)	(144.078)
Depreciação e amortização	-	-	(551.495)	(248.747)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	(105.112)	(50.270)
Licenciamento e gastos ambientais	-	-	(76.305)	(11.514)
Gasto de pessoal	-	-	(99.118)	(36.404)
Processamento e transporte de gás	-	-	(212.479)	(59.178)
Outros	-	-	(50.830)	(14.974)
	-	-	<b>(3.862.029)</b>	<b>(835.544)</b>

Em 31 de dezembro de 2023 o custo dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em 31 de dezembro de 2022, está impactado principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023.

### 33 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Gastos com pessoal	(107.332)	(89.945)	(184.590)	(169.514)
Serviços prestados por terceiros	(22.340)	(24.562)	(60.163)	(40.023)
Depreciação e amortização	(8.417)	(4.174)	(68.605)	(30.555)
Provisão para pagamento baseado em ações	(21.405)	(33.793)	(21.405)	(33.793)
Provisão (reversão) de contingências	471	(734)	806	(465)
Manutenção e suporte de software e hardware	(22.260)	(14.886)	(44.158)	(20.818)
Outras despesas	(21.984)	(17.436)	(65.845)	(43.835)
	<b>(203.267)</b>	<b>(185.530)</b>	<b>(443.960)</b>	<b>(339.003)</b>

Em 31 de dezembro de 2023 as despesas gerais e administrativas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 31 de dezembro de 2022, estão impactadas principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023.

### 34 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Ajuste na provisão de abandono (a)	-	-	48.437	27.878
Despesas com aquisições, dados e parcerias	-	-	-	(18.458)
Despesas com transição de ativos (b)	-	-	(42.275)	(98.237)
Despesa earn-out - antigo controlador	-	(58.706)	-	(58.706)
Outras receitas / despesas	(310)	(6.110)	(11.540)	(5.977)
	<b>(310)</b>	<b>(64.816)</b>	<b>(5.378)</b>	<b>(153.500)</b>

(a) Referem-se a ajustes realizados, atualizando a provisão de ARO na controlada 3R Pescada, conforme nota explicativa 26.

(b) Referem-se majoritariamente a gastos com mobilização para realização de transição dos ativos do Polo Potiguar, cujo a conclusão do processo de aquisição ocorreu em 8 de junho de 2023 e de 65% do Polo Pescada que se encontra em processo de aquisição da Petrobras.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 34 .1. Provisão (reversão) no valor recuperável de ativos

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia reavaliou os seus investimentos em CAPEX no campo Camarão e, considerando que a Companhia está focada na consolidação dos ativos em produção, a Administração identificou a necessidade de provisão de *impairment* no valor de R\$ 42.752 no encerramento do referido exercício, conforme nota explicativa 17.

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment*, que identificou a provisão no valor de R\$ 123.318, considerando a taxa de desconto de 10,97% a.a., conforme nota explicativa 17.

### 35 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Receitas financeiras</b>				
Rendimento de aplicação financeira	33.798	87.452	254.798	120.849
Atualização de depósitos judiciais	15	14	17	92
PIS/COFINS sobre receita financeira	(6.775)	(5.209)	(10.078)	(6.953)
Atualização monetária – Debêntures	-	-	82.300	2.706
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	111.182	19.864	-	-
Ajuste a valor presente	18.724	901	21.747	2.478
Varição cambial líquida (a)	2.853	25.923	128.386	88.568
Ganhos com operações de hedge (b)	-	-	157.026	106.782
Outras receitas financeiras	699	3.801	15.859	5.295
	<b>160.496</b>	<b>132.746</b>	<b>650.055</b>	<b>319.817</b>
<b>Despesas financeiras</b>				
Incremento de abandono	-	-	(118.164)	(50.510)
Juros – Arrendamento	(1.725)	(1.557)	(6.383)	(3.009)
Juros – Debêntures	(151.792)	(40.502)	(468.257)	(44.903)
Juros – Empréstimos	(11.926)	(748)	(189.141)	(2.665)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	(2.599)	-
SWAP taxa de Juros	-	-	(30.796)	-
Atualização monetária – Debêntures	(4.865)	-	(6.009)	-
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	(756)	-	(131.816)	(27.872)
Perdas com operação de hedge (b)	-	-	(131.398)	(348.686)
Perda de rendimento na aplicação financeira	-	(229.748)	(4.256)	(237.301)
Ajuste de conversão	-	-	-	(21.108)
Ajuste a valor presente	(5.221)	-	(114.424)	-
Varição cambial líquida (a)	(91)	(38.302)	(34.341)	(61.021)
Custos de transação apropriados	(7.139)	-	(44.189)	-
Outras despesas financeiras	(5.938)	(4.534)	(43.358)	(7.932)
	<b>(189.453)</b>	<b>(315.391)</b>	<b>(1.325.131)</b>	<b>(805.007)</b>
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(28.957)</b>	<b>(182.645)</b>	<b>(675.076)</b>	<b>(485.190)</b>

(a) Refere-se majoritariamente à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições, conforme nota explicativa 23, empréstimos e financiamentos e emissões de debêntures para aquisição do Polo Potiguar.

(b) A Administração da Companhia adota a contratação de *Non-Deliverable Forward* (“NDF”) e *Collars de brent* e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Um preço médio de US\$ 80 por barril foi obtido com os NDF na 3R Macau e preço médio de US\$ 84 por barril para NDF na 3R Potiguar e, um piso de US\$ 53 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 96 por barril para as CALLs, na 3R Macau e, um piso de US\$ 60 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 94 por barril para as CALLs, na 3R Candeias e, um piso de US\$ 70 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 85 por barril para as CALLs, na 3R Rio Ventura e, um piso de US\$ 61 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 87 por barril para as CALLs, na 3R Potiguar.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 36 . Lucro por ação

O cálculo do lucro básico e diluído por ação foi baseado no lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação, após os ajustes para os potenciais ações ordinárias dilutivas.

Lucro básico por ação	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Lucro líquido do exercício	405.234	149.569	405.234	149.569
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	223.804.059	202.651.341	223.804.059	202.651.341
<b>Resultado líquido básico por ação – R\$</b>	<b>1,81</b>	<b>0,74</b>	<b>1,81</b>	<b>0,74</b>

Lucro diluído por ação	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Lucro líquido do exercício	405.234	149.569	405.234	149.569
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	227.217.452	204.479.315	227.217.452	204.479.315
Quantidade de ações diluidoras	3.413.392	1.827.974	3.413.392	1.827.974
<b>Resultado líquido diluído por ação – R\$</b>	<b>1,78</b>	<b>0,73</b>	<b>1,78</b>	<b>0,73</b>

### 37 . Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

#### a) Instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber de terceiros, contas a receber com partes relacionadas, debêntures partes relacionadas, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, contas a pagar com partes relacionadas, valores a pagar por aquisições, derivativos e outras obrigações.

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação. A Companhia contrata, através das controladas 3R Macau, 3R Candeias, 3R Potiguar e 3R Rio Ventura, NDF e *Collars* de *brent* com o propósito de proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*).

A Administração da Companhia adota a contratação de *Non-Deliverable Forward* (“NDF”) e *Collars* de *brent* e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Um preço médio de US\$ 80 por barril foi obtido com os NDF na 3R Macau e preço médio de US\$ 84 por barril para NDF na 3R Potiguar e, um piso de US\$ 53 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 96 por barril para as CALLs, na 3R Macau e, um piso de US\$ 60 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 94 por barril para as CALLs, na 3R Candeias e, um piso de US\$ 70 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 85 por barril para as CALLs, na 3R Rio Ventura e, um piso de US\$ 61 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 87 por barril para as CALLs, na 3R Potiguar.

Em 31 de dezembro de 2023 os contratos oferecem cobertura para 7.807 mil barris (2.747 mil em 31 de dezembro de 2022) que se espera que sejam vendidos nos próximos 24 meses.

Instrumento	Valor justo registrado em			
	Quantidade em 31 de dezembro de 2023	Quantidade em 31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
NDFs	1.769.000	2.625.000	23.933	(9.539)
Collars	6.038.000	122.000	8.665	352
<b>Total</b>	<b>7.807.000</b>	<b>2.747.000</b>	<b>32.598</b>	<b>(9.187)</b>
Ativo circulante	-	-	40.817	15.934
Ativo não circulante	-	-	61.894	7.613
Passivo circulante	-	-	(17.441)	(32.734)
Passivo não circulante	-	-	(52.672)	-

Em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*).

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 3R Macau

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
NDF	1.670.000	2.215.000	2023-2025	657.312	891.691	(160.989)	857.945	20.557	23.194

### 3R Offshore

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
NDF	-	410.000	2023	-	184.049	-	180.518	-	(32.733)

### 3R Potiguar

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
NDF	99.000	-	2024	40.972	-	(37.595)	-	3.376	-

Em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações com opções e collars, para proteção das oscilações do preço do petróleo (*Brent*).

### 3R Macau

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição Collar		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Collar	4.662.000	122.000	2024-2025	933.406	(6.333)	(1.012.602)	6.686	(2.544)	352

### 3R Candeias

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição Collar		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Collar	761.000	-	2024-2025	130.454	-	(24.793)	-	3.732	-

### 3R Rio Ventura

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição Collar		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Collar	255.000	-	2024-2025	18.997	-	(24.297)	-	3.868	-

### 3R Potiguar

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição Collar		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
Collar	360.000	-	2024-2025	37.802	-	(57.902)	-	3.609	-

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Categoria dos instrumentos financeiros

O CPC 46 (IFRS 13) define valor justo como o valor que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis).

O CPC 40 (IFRS 7) estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Na medida do possível a Companhia usa dados observáveis de mercado para mensurar o valor justo de um ativo ou passivo que são classificados considerando as entradas usadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

**Nível 1** - preços cotados (não ajustados) em um mercado ativo que são observáveis para ativos e passivos idênticos na data da mensuração.

**Nível 2** – preços são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente ou indiretamente, em um mercado ativo para ativos ou passivos similares ou em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos.

**Nível 3** – preços provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado para o ativo ou passivo que não estão baseados em dados de mercado observáveis (preços inobserváveis).

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis dos ativos e passivos financeiros incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo, quando aplicáveis:

	Nível	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	-	876.332	86.942	1.754.106	800.442
Aplicações financeiras	-	-	-	154.559	31.353
Caixa restrito	-	40.208	130	309.987	14.985
Contas a receber de terceiros	-	-	-	522.022	223.252
Contas a receber com partes relacionadas	-	8.971	14.749	-	-
Debêntures - partes relacionadas	-	737.295	632.613	-	-
		<b>1.662.806</b>	<b>734.434</b>	<b>2.740.674</b>	<b>1.070.032</b>
<b>Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado</b>					
Fornecedores	-	13.827	6.219	1.315.214	246.668
Empréstimos e financiamentos	-	113.649	-	2.578.059	108.223
Debêntures	-	1.879.392	900.585	6.684.108	943.319
Debêntures - partes relacionadas	-	-	-	38.200	-
Contas a pagar - partes relacionadas	-	60.000	12.605	6.164	-
Outras obrigações	-	43.210	60.566	75.287	90.704
		<b>2.110.078</b>	<b>979.975</b>	<b>10.697.032</b>	<b>1.388.914</b>
<b>Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado</b>					
Aplicações financeiras	2	-	-	2.304.150	-
Derivativos	2	-	-	102.711	23.547
		-	-	<b>2.406.861</b>	<b>23.547</b>
<b>Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado</b>					
Valores a pagar por aquisições	-	35.442	32.184	1.963.077	832.905
Derivativos	2	-	-	70.113	32.734
		<b>35.442</b>	<b>32.184</b>	<b>2.033.190</b>	<b>865.639</b>

Os ativos e passivos financeiro mensurados ao custo amortizado apresentados acima possuem os seus valores similares aos valores justos devido às suas características, de liquidez, realização e reconhecimento, com exceção das debêntures. O valor justo das debêntures em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 7.084.211 avaliado em nível 2 (R\$ 790.478 em 31 de dezembro de 2022).

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### b) Gerenciamento de riscos

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco. As diretrizes de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta para definir limites de riscos e controles apropriados e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos.

#### Risco de liquidez

Representa o risco de escassez e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas. A Companhia procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

31 de dezembro de 2022					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
<b>Passivos financeiros</b>					
Fornecedores	6.219	6.219	-	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	12.605	12.605	-	-	-
Debêntures	900.585	17.717	953.352	-	-
Valores a pagar por aquisições	32.184	-	37.405	-	-
Outras obrigações	60.566	1.663	197	106.012	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
<b>Passivos financeiros</b>					
Fornecedores	246.668	246.668	-	-	-
Debêntures	943.319	39.234	980.643	-	-
Derivativos	32.734	32.734	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	108.223	108.223	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	832.905	299.089	545.769	-	-
Outras obrigações	90.704	24.476	7.522	106.012	-

31 de dezembro de 2023					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
<b>Passivos financeiros</b>					
Fornecedores	13.827	13.827	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	113.649	96.982	20.316	-	-
Debêntures	1.879.392	535.840	1.375.819	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	60.000	60.000	-	-	-
Valor a pagar por aquisições	35.442	35.442	-	-	-
Outras obrigações	43.210	1.880	-	107.360	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
<b>Passivos financeiros</b>					
Fornecedores	1.315.214	1.315.214	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos	2.578.059	239.428	2.629.460	-	-
Debêntures	6.684.108	721.925	1.358.960	5.364.802	-
Debêntures - partes relacionadas	38.200	22.129	16.771	-	-
Derivativos	70.113	17.441	52.672	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.963.077	608.436	1.405.066	-	-
Outras obrigações	75.287	30.894	3.063	107.360	-

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Risco de crédito

O risco refere-se principalmente às disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito e às contas a receber da Companhia. Todas as operações são realizadas com bancos de reconhecida liquidez, com riscos financeiros classificados com rating mínimo A1 pela Standard & Poor's, minimizando seus riscos.

No segmento de E&P, as vendas para entidades fora do grupo econômico estão concentradas em grandes Companhias do setor no mercado nacional, sendo majoritariamente comercializadas através de contratos firmados e sem histórico de inadimplência. Para o segmento de Mid & Downstream as vendas são realizadas para grandes distribuidores atuantes no mercado nacional com curtíssimo prazo de recebimento. Sendo assim, a Administração considera que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo.

Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras que possuem rating entre A+/A1 e AAA pela Standard & Poor's, Fitch e Moodys que visam oferecer cobertura contra o risco de volatilidade dos preços do petróleo. Essas operações protegem as receitas da Companhia, conforme política de hedge aprovada pela Administração.

### Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado. O risco de mercado compreende três tipos de risco: risco de taxa de juro, risco de moeda e risco de preço.

### Risco de taxas de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos captados, debêntures, valores a pagar por aquisições e outras obrigações. A Companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto demonstram a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a incorrer, nos próximos 12 meses, com despesas pela Companhia com os juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022.

Em 31 de dezembro de 2023			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	133.640	158.773	183.506
IPCA	126.299	136.648	147.022
SOFR / LIBOR	402.729	452.091	501.440
<b>Total</b>	<b>662.668</b>	<b>747.512</b>	<b>831.968</b>

Em 31 de dezembro de 2022			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
LIBOR	70.755	72.625	79.499
CDI	17.717	21.063	24.324
<b>Total</b>	<b>88.472</b>	<b>93.688</b>	<b>103.823</b>

(\*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### Risco de moeda (taxa de câmbio)

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio do dólar americano que reduzam valores nominais faturados ou aumentem passivos financeiros e obrigações assumidas nas transações em moeda estrangeira registradas no balanço da Companhia. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida em dólar:

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2022
<b>Ativos</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	3.006	6.226
Aplicações financeiras	2.449.060	19.685
Contas a receber de terceiros	216.208	-
Caixa restrito	285.029	-
Derivativos	102.711	23.547
<b>Passivos</b>		
Fornecedores	(199.717)	(18.445)
Empréstimos e financiamentos	(2.324.967)	(108.223)
Debêntures	(4.804.716)	(42.734)
Derivativos	(70.113)	(32.734)
Valores a pagar por aquisições	(1.963.077)	(832.905)
<b>Total da exposição cambial líquida</b>	<b>(6.306.576)</b>	<b>(985.583)</b>

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 31 de dezembro de 2023 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2023	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	3.006	3.104	2.794	2.483
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	2.449.060	2.529.341	2.276.407	2.023.473
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	285.029	294.372	264.936	235.499
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	216.208	223.295	200.966	178.636
Derivativos	Desvalorização do dólar	102.711	106.078	95.470	84.862
<b>Passivo</b>	<b>Risco</b>	<b>31 de dezembro de 2023</b>	<b>Cenário Provável</b>	<b>Impacto Cenário (II)</b>	<b>Impacto Cenário (III)</b>
Fornecedores	Valorização do dólar	(199.717)	(206.264)	(226.890)	(247.517)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(2.324.967)	(2.401.180)	(2.641.299)	(2.881.417)
Debêntures	Valorização do dólar	(4.804.716)	(4.962.216)	(5.458.438)	(5.954.660)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.963.077)	(2.027.428)	(2.230.171)	(2.432.913)
Derivativos	Valorização do dólar	(70.113)	(72.411)	(79.652)	(86.894)
<b>Total da exposição líquida</b>		<b>(6.306.576)</b>	<b>(6.513.309)</b>	<b>(7.795.877)</b>	<b>(9.078.448)</b>

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 (US\$ 1/R\$ 5,00). No cenário II esta projeção foi majorada em 10% e no cenário III a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Em 31 de dezembro de 2022 os cenários estão demonstrados abaixo, considerando a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN (US\$ 1,00/R\$ 5,22). No cenário II esta projeção foi majorada em 10% e no cenário III a projeção foi majorada em 20%.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2022	Cenário Provável	Cenário (II) (Δ 10%)	Cenário (III) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	6.226	6.133	5.520	4.907
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	19.685	19.392	17.453	15.513
Derivativos	Desvalorização do dólar	23.547	23.196	25.774	28.995

Passivo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2022	Cenário Provável	Cenário (II) (Δ 10%)	Cenário (III) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(18.445)	(18.170)	(19.987)	(21.804)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(108.223)	(106.611)	(117.273)	(127.934)
Debêntures	Valorização do dólar	(42.734)	(42.098)	(46.307)	(50.517)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(832.905)	(820.502)	(902.552)	(984.602)
Derivativos	Valorização do dólar	(32.734)	(32.247)	(35.471)	(38.696)
<b>Total da exposição líquida</b>		<b>(985.583)</b>	<b>(970.907)</b>	<b>(1.072.843)</b>	<b>(1.174.138)</b>

### Risco de preço

Os riscos de preços para a Companhia são provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos têm como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto e longo prazo.

A tabela de sensibilidade abaixo analisa a variação no preço do *brent* e o efeito no resultado do período da marcação a mercado e da liquidação dos contratos de NDF e *Collars* em três cenários: (i) Cenário Provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto; (ii) Cenário I, considerando valorização de 10% sobre os preços do cenário provável; e (iii) Cenário II, considerando valorização de 20% sobre os preços do cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Passivo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2023	Cenário Provável	Cenário possível (I) (Δ 10%)	Cenário remoto (II) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	(32.598)	(290.690)	(828.021)	(1.365.353)
<b>Total da exposição líquida</b>		<b>(32.598)</b>	<b>(290.690)</b>	<b>(828.021)</b>	<b>(1.365.353)</b>

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2022	Cenário Provável	Cenário possível (I) (Δ 10%)	Cenário remoto (II) (Δ20%)
Derivativos	Valorização do Brent	9.187	34.844	53.144	71.445
<b>Total da exposição líquida</b>		<b>9.187</b>	<b>34.844</b>	<b>53.144</b>	<b>71.445</b>

Em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, a receita total da 3R Macau, 3R Candeias, 3R RV e 3R Potiguar tem 98% de exposição a flutuação do preço do *brent*.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

### 38 . Compromissos assumidos

Abaixo apresentam-se compromissos assumidos pela Companhia em 31 de dezembro de 2023:

a) Parcela *Gross Overriding Royalties*: Pagamento contingente de 3% sobre a receita bruta auferida pela Companhia decorrente do desenvolvimento de blocos exploratórios específicos da Companhia, caso este ocorra durante período de no máximo 10 anos. A expectativa de conclusão do PEM é o primeiro semestre de 2024;

b) Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão. O valor de venda da transação foi de US\$ 1,5 milhões, a ser pago em duas parcelas, sendo US\$ 300 mil pagos na assinatura do contrato e US\$ 1,2 milhões no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados calculados a partir do *effective date* (1º de janeiro de 2020).

c) Em 01 de novembro de 2021 a Companhia concluiu o processo de compra de 3R Areia Branca. O valor da transação pode alcançar US\$ 72,3 milhões, o compromisso de pagamento assumido não registrado nas demonstrações financeiras refere-se à parcela contingente de até US\$ 16 milhões, caso seja apurado um volume de reservas certificadas 2P nos Campos de Ponta do Mel e Redonda superior ao valor de 9 milhões de barris de óleo, subtraído da produção de óleo aferida a partir da conclusão da referida aquisição. Desta forma, para fins de cálculo, a Companhia fará novas certificações dos referidos Campos no primeiro semestre de 2024. Caso seja apurada a existência de um volume de reservas 2P superior às reservas base, o volume que superar esse valor ensejará um pagamento adicional pela Companhia equivalente a US\$ 2,80 por cada barril de óleo certificado adicional, limitado a US\$ 16 milhões.

### 39 . Eventos subsequentes

#### Reorganização Societária

Em 1º de janeiro de 2024 a Companhia implementou uma reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração. Essa reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, conseqüentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Como resultado da reorganização societária, as subsidiárias 3R Macau e 3R FZB foram incorporadas pela 3R Areia Branca, que passou a se chamar “3R RNCE S.A.”. Na mesma data, a subsidiária 3R RV foi incorporada pela 3R Candeias, que passou a se chamar “3R Bahia S.A.”.

#### Emissão de Debêntures

Em 10 de janeiro de 2024 o Conselho de Administração da Companhia aprovou a oferta pública de distribuição da 4ª (quarta) emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública em rito de registro automático de distribuição da Companhia. As debêntures possuem vencimento de 5 (cinco) anos a partir da data de sua emissão e a taxa de juros é correspondente à variação acumulada de 100% (cem por cento) das Taxa DI, acrescida de um *spread* limitado a 3,00% (três inteiros por cento).

No âmbito da Oferta, foram emitidas 900.000 (novecentos mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com valor nominal unitário de R\$ 1 perfazendo assim o valor total de emissão de até R\$ 900.000.

Os recursos líquidos captados por meio desta emissão serão utilizados para pré-pagamento da 2ª (segunda) emissão de debêntures simples da Companhia.

## Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2023 e 2022

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

---

### Aumento de capital social

Em 15 de janeiro de 2024 foi aprovado pelo Conselho de Administração o aumento de capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, em razão do exercício de opções de compra de ações no âmbito do plano de opção de compra de ações aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 26 de abril de 2021.

Foram emitidas 398.723 (trezentos e noventa e oito mil, setecentas e vinte e três) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. O montante total do aumento de capital foi de R\$ 6.280. Desta forma, o capital social da Companhia, após o referido aumento de capital, passa a ser equivalente a R\$ 5.062.063, dividido em 240.383.650 (duzentos e quarenta milhões, trezentos e oitenta e três mil, seiscentas e cinquenta) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

### Proposta de reorganização societária

Em 17 de janeiro de 2024 a Companhia recebeu notificação da Maha Energy informando sobre a alteração em sua participação acionária na Companhia, no qual celebrou instrumentos derivativos com liquidação financeira equivalentes a 11.999.248 ações ordinárias de emissão da Companhia, passando a representar 5,00% do capital social da Companhia na presente data. Adicionalmente, a Maha Energy, em carta direcionada ao Conselho de Administração da Companhia, sugeriu operação de reorganização societária envolvendo a Companhia e a PetroRecôncavo S.A.

Em 31 de janeiro de 2024 o Conselho de Administração aprovou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. como assessor financeiro da Companhia, com o objetivo de suportar a Administração na avaliação da possível transação sugerida pela Maha Energy em 17 de janeiro de 2024, incluindo companhias, ativos e negócios. O escopo contempla ainda, em conjunto com as equipes internas da Companhia e assessores jurídicos contratados, a avaliação da estratégia e do cronograma e a análise da melhor estrutura societária para a referida implementação.

### Emissão de Notes

Em 29 de janeiro de 2024 a Companhia por meio de sua subsidiária 3R Lux precificou uma oferta de *senior secured notes* no montante de US\$ 500.000, remunerados à taxa cupom de 9,750% ao ano e com vencimento em 2031 ("Notes"), com garantia fidejussória outorgada pela Companhia e por certas subsidiárias. As Notes contam ainda com garantias reais de: (i) recebíveis no âmbito de certos contratos *off-take* de petróleo bruto e/ou gás, (ii) ações de certas subsidiárias da Companhia, e (iii) direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia.

Os recursos líquidos captados por meio das Notes serão utilizados para pré pagamento do atual empréstimo detido pela 3R Lux, cuja contratação se deu no âmbito do financiamento para aquisição do Polo Potiguar.

As Notes não foram oferecidas e não serão vendidas no Brasil, exceto em circunstâncias que não constituam uma oferta pública ou distribuição não autorizada de acordo com as leis e regulamentos brasileiros e não foram e não serão registradas na CVM.

**Matheus Dias de Siqueira**  
Diretor-Presidente

**Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva**  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

**Mauro Braz Rocha**  
Controller

**Wagner Pinto Medeiros**  
Gerente de Contabilidade  
CRC/RJ 086560/O-4

## DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Matheus Dias de Siqueira (Diretor Presidente), Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva (Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores), na qualidade de Diretores Estatutários da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., nos termos do inciso VI, parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022 e alterações introduzidas posteriormente, declaram que: reviram, discutiram e concordaram com as demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2024.



Matheus Dias de Siqueira

Diretor-Presidente



Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

## DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Matheus Dias de Siqueira (Diretor Presidente), Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva (Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores), na qualidade de Diretores Estatutários da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., nos termos do inciso V, parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022 e alterações introduzidas posteriormente, declaram que: reviram, discutiram e concordaram com as opiniões expressas no Relatórios dos auditores independentes da Companhia referente as demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2024.



Matheus Dias de Siqueira

Diretor-Presidente



Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

## **PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA**

O Comitê de Auditoria da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise das demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas do parecer dos auditores independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, e, considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, não identificou nenhum ponto que indique que as referidas demonstrações financeiras foram elaboradas em desacordo com as normas contábeis vigentes, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Rio de Janeiro, 4 de março de 2024.

**HARLEY LORENTZ SCARDOELLI**

Coordenador do Comitê de Auditoria e Membro Independente do Conselho de Administração

**CARLOS ALBERTO PEREIRA DE OLIVEIRA**

Membro do Comitê de Auditoria e Membro Independente do Conselho de Administração

**RICARDO FRAGA LIMA**

Membro do Comitê de Auditoria

## **PARECER DO CONSELHO FISCAL**

O Conselho Fiscal da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Conselho Fiscal, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu ao exame e análise das demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas do parecer dos auditores independentes relativo ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e a proposta de destinação do resultado, considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos auditores independentes, recomendaram a aprovação pelo Conselho de Administração das demonstrações financeiras da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, devidamente auditadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme Lei das Sociedades por Ações e Estatuto Social da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

Rio de Janeiro, 4 de março de 2024.

**ROGÉRIO GONÇALVES MATTOS**  
Membro efetivo do Conselho Fiscal

**ROGÉRIO TOSTES LIMA**  
Membro efetivo do Conselho Fiscal

**FABIO ANTUNES LOPES**  
Membro efetivo do Conselho Fiscal



# **Relatório do Comitê de Auditoria da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.**

04 de março de 2024

## INTRODUÇÃO

O Comitê de Auditoria da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia”) foi criado em 31 de agosto de 2020 e vem exercendo suas atividades atento às melhores práticas de governança corporativas e padrões de mercado a fim de aprimorar constantemente sua atuação.

De acordo com o que estabelece o seu Regimento Interno aprovado pelo Conselho de Administração em 31 de agosto de 2020 compete ao Comitê de Auditoria zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis da Companhia, pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares, pela atuação, independência e qualidade dos trabalhos das empresas de auditoria externa e da auditoria interna e pela qualidade e efetividade dos sistemas de controles internos e de gestão de riscos da Companhia, fazendo recomendações à Administração quanto à aprovação dos relatórios financeiros e de eventuais ações visando melhorias dos controles internos e a redução de riscos.

Os membros do Comitê de Auditoria são:

<b>Nome</b>	<b>Início Mandato</b>	<b>Término Mandato</b>
Carlos Alberto Pereira de Oliveira	31/08/2023	31/08/2024
Harley Scardoelli	31/08/2023	31/08/2024
Ricardo Fraga Lima	31/08/2023	31/08/2024

Os membros do Comitê de Auditoria são indicados pelo Conselho de Administração com mandatos de 1 (um) ano podendo ser reeleitos.

## ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA

No ano de 2023 o Comitê de Auditoria realizou 10 (dez) reuniões ordinárias. Nesse período, o Comitê de Auditoria realizou reuniões periódicas com a Gerência Geral de Controladoria, com a Área de Gestão de Riscos e Controles Internos, com a Gerência Executiva de Compliance e Governança de Processos Organizacionais, com a Auditoria Interna, com a Auditoria Externa Independente e com a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores para aprofundar e monitorar processos, controles internos, riscos, possíveis deficiências e eventuais planos de melhoria, bem como para emitir suas recomendações ao Conselho de Administração.

O Comitê de Auditoria atua por meio de reuniões e conduz análises a partir de documentos e informações que lhe são submetidos, além de outros procedimentos que entenda necessários. As avaliações do Comitê baseiam-se nas informações recebidas da Administração, dos Auditores Externos Independentes, da Auditoria Interna, da Gerência Geral de Controladoria, da Área de Gestão de Riscos e Controles Internos e da Gerência Executiva de Compliance e Governança de Processos Organizacionais e nas suas próprias análises decorrentes de observação direta.

Na reunião ordinária do Conselho de Administração realizada em 06 de março de 2024 o Coordenador do Comitê apresentou um relato das atividades do Comitê para discussão com os Conselheiros de Administração.

## **TEMAS DISCUTIDOS PELO COMITÊ DE AUDITORIA**

### Acompanhamento das atividades do Programa de Integridade

Ao longo do ano de 2023 a Gerência Executiva de Compliance e Governança de Processos Organizacionais apresentou ao Comitê de Auditoria as atualizações, indicadores e resultados em relação ao Programa de Integridade, incluindo criação e revisão de normativos e regras e processos de governança relacionados, cumprimento do Plano de Comunicação e Treinamento, Ações de melhoria do programa, análises de integridade de Terceiros e Doações e Patrocínios, atividades de adequação à LGPD, Gestão de Riscos de Integridade e do processo de Gestão de Denúncias. Adicionalmente, apresentou Relatório Executivo de atividades, referente ao ano de 2022, para fins de análise crítica do Programa de Integridade por parte do colegiado.

Além dos pontos destacados acima, o Comitê também foi informado acerca dos seguintes temas:

- Acompanhamento periódico das atividades da Comissão de Ética e Integridade, especialmente no que diz respeito ao processo de apuração e gestão das denúncias, com a apresentação de relatório das manifestações recebidas pelo canal de denúncias, suas estatísticas e tratativas ao longo de 2023, ressaltando os relatos e medidas de maior relevância e as ações preventivas e sistêmicas pertinentes;
- Pesquisa para avaliação da Absorção da Cultura de Integridade, realizado de forma independente e externa, com intuito de avaliar a efetividades das ações do Programa de Integridade, na perspectiva dos colaboradores da 3R;
- Estrutura de Governança Corporativa da Companhia, incluindo as políticas já existentes e divulgadas; e
- Conquista do Prêmio Pró-ética pela Companhia, concedido pela CGU após diagnóstico e avaliação das evidências enviadas, com a devido reconhecimento público.

Com base nas informações recebidas e nas observações efetuadas o Comitê não tomou conhecimento de qualquer evento significativo ou ato ou omissão da Administração, indicativo de fraudes, falhas ou erros que possam colocar em risco a continuidade da Companhia ou a fidedignidade das demonstrações financeiras. Por fim, o Comitê, no uso de suas atribuições e responsabilidades legais, apreciou e aprovou o material acerca das matérias citadas acima.

## Acompanhamento das atividades da Área de Gestão de Riscos e Controles Internos

A Área de Gestão de Riscos e Controles Internos apresentou ao Comitê de Auditoria as atividades desenvolvidas em 2023 conforme abaixo descritas:

- Realização do *Flash Risk Assessment* - metodologia de mapeamento de riscos desenvolvida pela Área de Gestão de Riscos e Controles Internos - contando com a participação da Diretoria Executiva e envolvendo a Gerência Executiva de Compliance e Governança de Processos Organizacionais, Gerência de Planejamento Estratégico e Auditoria Interna com o objetivo de capturar os maiores e mais relevantes riscos inerentes à atividade da Companhia para atualização da Matriz de Riscos Corporativos;
- Implantação do Módulo Auditoria do SoftExpert GRC. O SoftExpert GRC é um software para gestão da governança corporativa, riscos e conformidade que permite que as organizações integrem efetivamente a execução da estratégia de negócios com as práticas de conformidade e gestão de riscos. A ferramenta também permite o acompanhamento e execução das Auditorias Internas de forma ágil e organizada, além de contar com um repositório dos relatórios já emitidos, para fins de monitoramento;
- Acompanhamento da situação e plano para mapeamento de processos, controles chaves, indicadores e para o aprimoramento dos controles internos, perfis de acesso e segregação de funções; e
- Acompanhamento da situação de Planos de Ação oriundos de apontamentos da Auditoria Interna, Auditoria Externa e Matriz de Riscos da Companhia.

## Acompanhamento das atividades da Auditoria Interna

O Comitê mantém constantes reuniões com os Auditores Internos objetivando acompanhar e colaborar com os trabalhos executados. O Comitê também avaliou a independência da Auditoria Interna e suas condições para garantir a adequada execução de suas responsabilidades. Nesse período, os principais itens discutidos foram:

- Revisão e manutenção do contrato de prestação de serviços com a PP&C Auditores Independentes, na qualidade de Auditores Internos terceirizados da Companhia, incluindo a discussão do escopo requerido e contratado;
- Aprovação do Plano Anual de Auditoria Interna 2023 (PAINT 2023);
- Acompanhamento das atividades desenvolvidas e monitoramento dos apontamentos mais relevantes indicados pela Auditoria Interna por meio dos relatórios dos ciclos auditados;
- Discussão e acompanhamento dos resultados dos trabalhos da equipe de Auditoria Interna e do cumprimento da programação (PAINT 2023); e
- Discussão dos relatórios de Auditoria sobre o monitoramento dos planos de ação para as fragilidades identificadas nas auditorias executadas.

### Acompanhamento das atividades da Auditoria Externa Independente

O Comitê de Auditoria mantém com os Auditores Independentes comunicação periódica, no mínimo trimestral, tendo avaliado e aprovado o plano anual de trabalho dos auditores independentes e acompanhado a execução dos trabalhos realizados e seus resultados. O Comitê também avalia a aderência dos Auditores Independentes às políticas e normas que tratam da manutenção e do monitoramento da objetividade e independência com que essas atividades devem ser exercidas, tendo debatido com os Auditores Independentes e com a Administração as práticas contábeis relevantes utilizadas. Os principais itens discutidos foram:

- Tomada de conhecimento do contrato de prestação de serviços dos Auditores Externos, KPMG Auditores Independentes, incluindo a discussão do escopo requerido, bem como a avaliação da independência dos demais serviços prestados pela mesma companhia;
- Discussão do planejamento, escopo e principais conclusões obtidas nas revisões efetuadas e o relatório para a emissão das Demonstrações Financeiras do exercício social de 2022 e dos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2023;
- Discussão das informações da Carta de Controles Internos 2022 e recomendações de melhoria ali apontadas, bem como os respectivos respostas da Administração para a correção ou melhoria dos pontos; e
- Avaliação do planejamento de auditoria de 2023.

### Acompanhamento das atividades da Gerência Geral de Controladoria

- Avaliação e aprovação da Política Contábil da Companhia;
- Avaliação e debate a respeito das principais práticas contábeis relevantes utilizadas pela Companhia;
- Acompanhamento da elaboração das demonstrações contábeis anuais e informações financeiras trimestrais (ITRs) da Companhia; e
- Avaliação das Demonstrações Financeiras contendo o Relatório da Administração e o Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. relativa ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

### Avaliação das políticas internas da Companhia incluindo a política de transações com Partes Relacionadas.

O Comitê de Auditoria no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, apreciou as políticas relativas aos temas de governança corporativa e Compliance e concluiu não haver recomendações ou aprimoramentos às políticas da Companhia, incluindo a Política de transações com Parte Relacionadas.

## Avaliação do ambiente de negócios da Companhia em 2023

Tomou ciência do ambiente de negócios com apresentação do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

## Elaboração do Relatório de Atividades do Comitê de Auditoria

Os membros do Comitê de Auditoria apreciaram e aprovaram este Relatório de Atividades relativo ao exercício de 2023 que abordou a apreciação de todos os temas regimentais de sua responsabilidade descritos nesse documento.

## **PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA**

### Demonstrações Financeiras do exercício social de 2023 acompanhadas do parecer sem ressalvas da Auditoria Externa Independente:

O Comitê de Auditoria da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise das demonstrações financeiras anuais da Companhia, acompanhadas do parecer da dos auditores independentes relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, não identificou nenhum ponto que indique que as referidas demonstrações foram elaboradas em desacordo com as normas contábeis vigentes, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Rio de Janeiro, 04 de março de 2024.

Harley Scardoelli – Coordenador

Carlos Alberto Pereira de Oliveira

Ricardo Fraga Lima