

DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

4T23 & 2023

ri.3rpetroleum.com.br

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, consequentemente, 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!

Resultados | 4T23 & 2023

Rio de Janeiro, 06 de março de 2024 – A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“3R” ou “Companhia”) (B3: RRRP3) apresenta os resultados referentes ao quarto trimestre e exercício de 2023 (“4T23” ou “2023”). As informações financeiras e operacionais descritas a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em Reais (R\$), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (CPC) e os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS).

Principais Indicadores								
	4T23	4T22	Δ A/A	3T23	Δ T/T	2023	2022	Δ A/A
Receita Líquida (R\$ milhões)	1.849,5	445,1	315,5%	2.360,3	-21,6%	5.620,0	1.722,4	226,3%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	696,6	112,6	518,4 %	828,6	-15,9%	1.880,3	709,6	165,0%
Margem EBITDA Ajustada	37,7%	25,3%	12,4 p.p.	35,1%	2,6 p.p.	33,5%	41,2%	-7,7 p.p.
Produção Total¹ (boe/dia)	45.902	15.375	198,5%	42.736	7,4%	34.426	12.517	175,0%
Produção média diária de óleo (bbl/dia)	36.085	8.660	316,7%	33.813	6,7%	25.823	8.285	211,7%
Produção média diária de gás (boe/dia)	9.817	6.715	46,2%	8.923	10,0%	8.603	4.232	103,3%
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	75,2	77,8	-3,3%	80,7	-6,8%	74,6	91,1	-18,1%
Preço médio da venda de gás (US\$/MMbtu)	8,7	8,1	7,7%	7,8	11,9%	8,0	7,8	2,3%
Lifting Cost (US\$/boe)	18,0	20,5	-12,0%	18,5	-2,9%	19,8	15,6	27,4%

¹ Participação 3R (considera participação de 85% da 3R Offshore)

DESTAQUES DO 4T23 & 2023

Sólida tese de investimento suportada pela evolução em todas as frentes de trabalho

- **Consolidação do portfólio em 2023**, conclusão da aquisição do Polo Potiguar adiciona produção, reservas e um novo segmento operacional e de negócio, o *mid & downstream*
- **Liability management**, otimização da estrutura de capital com o alongamento do perfil de amortização da dívida e contratação de instrumentos mais competitivos em taxa cupom
- **3R encerra 2023 com produção média de 47,0 mil boe/d em dezembro de 2023. O desempenho orgânico¹ registrou 42,8% de crescimento no ano**
- **Reorganização societária de subsidiárias**, foco na simplificação organizacional e maior eficiência operacional e financeira
- **Benefício fiscal da SUDENE** para a produção de gás natural do Polo Rio Ventura completa a elegibilidade dos ativos *onshore* e de águas rasas² à redução fiscal

¹ Compara a produção dos ativos operados pela Companhia por 12 meses em 2023, considerando a média do 4T23 versus a média do 1T23

² Exceto o Polo Pescada, cuja operação ainda está sob gestão da Petrobras

Resultado financeiro guiado pela melhor eficiência e maior escala operacional

- **Receita líquida consolidada de R\$ 5,6 bilhões no ano, +3,3x A/A**, sendo R\$ 1,8 bilhão no 4T23, +4,2x A/A
- **EBITDA Ajustado consolidado somou R\$ 1,9 bilhão em 2023, alta de 2,6x A/A** e margem EBITDA Ajustada consolidada de 33,5%
- **Margem EBITDA Ajustada trimestral cresceu 2,6 p.p, 37,7% no 4T23** versus 35,1% no trimestre anterior
- **Segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 50,1% no 4T23**, enquanto o segmento *mid & downstream* atingiu 3,7%, sem considerar o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*
- **Diversificação da base de clientes de óleo, gás e derivados trouxe alternativas para melhor monetização da produção e minimiza riscos**
- ***Lifting cost* do 4T23 atingiu US\$ 18,0/boe, redução de 12,0% A/A e 2,9% T/T**. Aumento de produção do portfólio e maior resiliência dos sistemas operacionais contribuíram para diluição de custos fixos
- **Portfólio *onshore* registrou *lifting cost* de US\$ 16,7/boe no 4T23**, enquanto o *offshore* aferiu US\$ 21,8/boe
- **Aceleração do Capex suportou o crescimento da produção e contribuiu para preparação da Companhia para a campanha de investimento 2024**, R\$ 815,0 milhões aplicados no 4T23, +5,4x A/A e +95,7% T/T e R\$ 1.610,2 milhões no ano, +4,5x A/A
- **Aceleração da geração de caixa operacional, registro de R\$ 618,2 milhões no 4T23, +38,9% T/T**

Maior eficiência operacional suportada pela revitalização das instalações

- **Produção do 4T23 registrou média de 45,9 mil boe/d, +3,0x A/A e +7,4% T/T**, e no ano aferiu 34,4 mil boe/d, +2,8x A/A
- **Portfólio *upstream* ancorado na produção de óleo**, participação de 79% na produção do 4T23 e 75% na produção do ano
- **Atividades com sonda e revitalização e expansão das instalações operacionais suportaram o incremento de produção**, com mais de 800 intervenções em poços no ano, sendo 291 no trimestre
- **Campanha de perfuração *onshore* somou 38 poços perfurados em 2023**, dos quais 12 foram realizados no 4T23, com resultados aderentes ao planejamento da Companhia
- **Início das intervenções em poços *offshore***, conclusão de dois *workovers* no Polo Papa Terra. Atividades complexas, executadas conforme planejamento de orçamento e tempo de intervenção
- **Verticalização das atividades na Bacia Potiguar em 2023**, plena integração entre os segmentos *upstream* e *mid & downstream*, com captura de sinergias e registro de eficiência operacional e comercial
- **Ampla projeto de integridade e manutenção nas instalações de *mid & downstream***, recuperação da capacidade nominal instalada dos sistemas operacionais e maior confiabilidade em equipamentos

Evolução da Agenda ESG em todas as dimensões

- **Publicação do Primeiro Relatório de Sustentabilidade**, seguindo os padrões GRI – *Global Reporting Initiative*
- **Participação no Reflorescer**, projeto de restauração florestal em Área de Preservação Permanente (APP) e Reserva Legal
- **Lançamento do 3R Capacita**, programa de capacitação técnica e profissional voltado para indústria de óleo e gás, direcionado para as comunidades do Rio Grande do Norte
- **Desenvolvimento do INT3RAGIR**, programa de relacionamento comunitário com ações socioambientais em regiões adjacentes às áreas de operação da Companhia
- **Empresa Pró-Ética 2022-2023**: 3R entra no seleto grupo de empresas premiadas pela Controladoria Geral da União (CGU), com robustos controles de prevenção de atos de corrupção e fraude

Conferência em Português	Conferência em Inglês
07 de março de 2024	07 de março de 2024
14:00 (BRT)	12:00 p.m. (US EDT)
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 (21) 3958 7888	+1 253 205 0468
+55 (11) 4632 2236	+1 312 626 6799
+55 (11) 4632 2237	+1 301 715 8592
0800 282 5751	833 928 4608
0800 878 3108	833 548 0276
ID do webinar: 874 6691 1715	ID do webinar: 874 6691 1715
Senha: 116137	Senha: 116137
Inscrição: clique aqui	Inscrição: clique aqui

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: junto à Associação dos Engenheiros Agrônomos do Rio Grande do Norte (ANEA/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 abaixo³⁴⁵ 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.

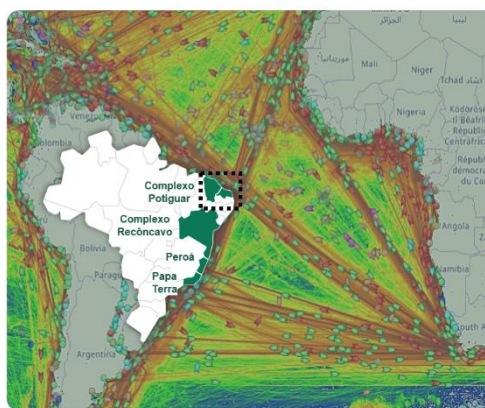
³ Considerando o valor pago por Macau (US\$ 191 milhões) e por Sanhaçu (US\$ 6 milhões)

⁴ Ativo operado pela Petrobras, WI 65% em fase de transição (valor de aquisição US\$ 1,5 milhões)

⁵ 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 m³ por dia (capacidade efetiva atual de 1,5 milhão de m³ 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
Total 3R Petroleum	164,6	367,2	516,0	626,4
VPL @ 10% (US\$ bilhão)	US\$ 2,13	US\$ 4,71	US\$ 6,32	US\$ 7,70

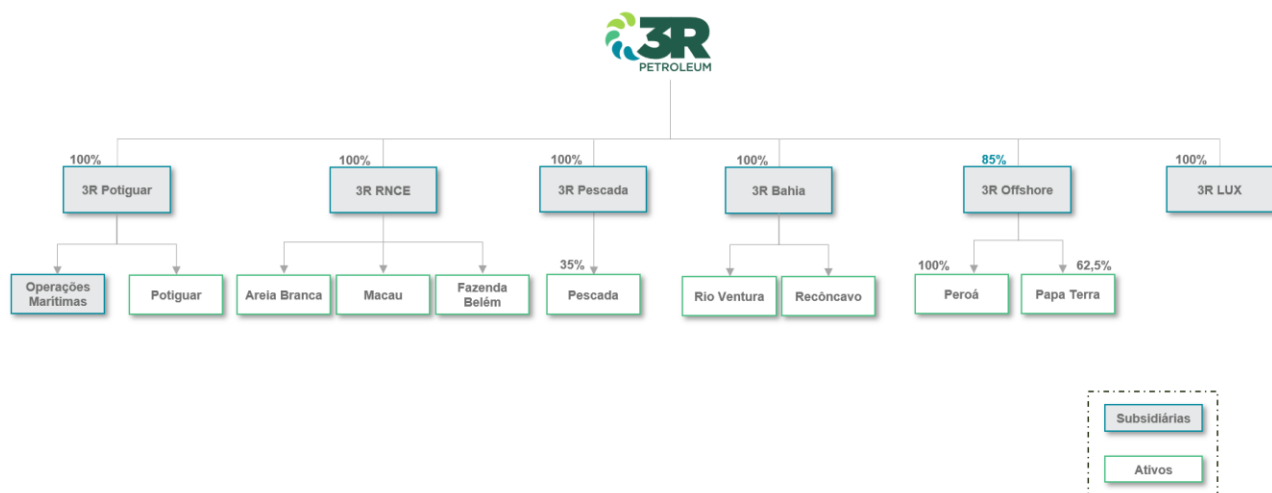
Em termos de reservas certificadas, de acordo com relatório emitido pela empresa especialista independente DeGolyer and MacNaughton, data-base 31 de dezembro de 2022, as concessões de petróleo e gás natural que compreendem o portfólio *upstream* da Companhia contavam com 516 milhões de barris de óleo 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.

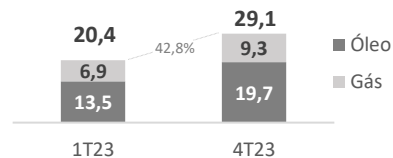


Desempenho Operacional

Upstream

O ano de 2023 foi marcado pelo registro do recorde de produção da Companhia, com expressivo crescimento orgânico no período, 42,8%⁶. 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.

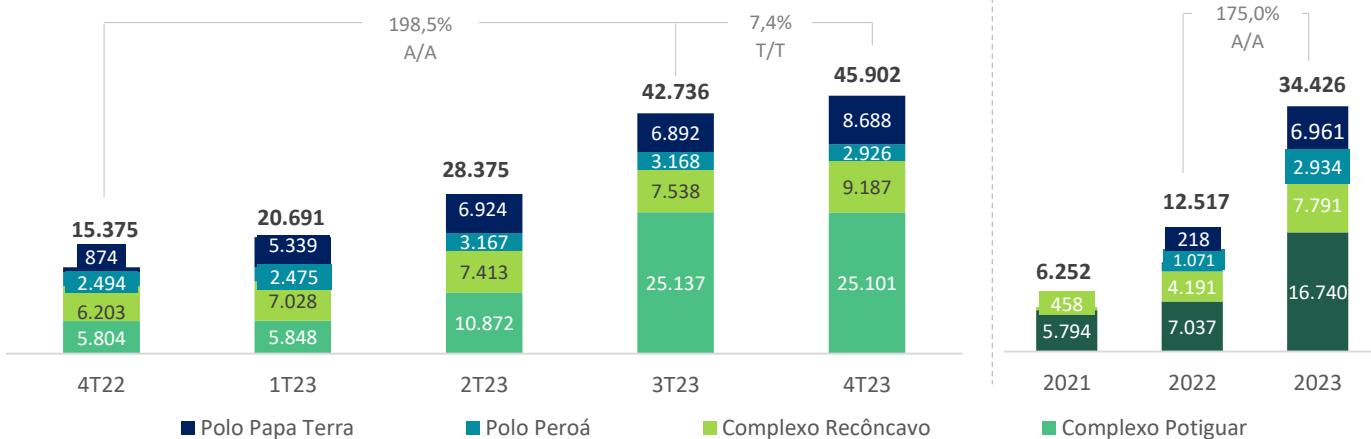
Produção Orgânica⁶



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 portfólio⁷, e (ii) desconsidera o volume de gás produzido, mas não comercializado, nos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra.

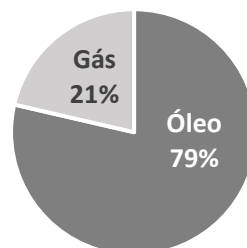
Produção Total por Complexo

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)



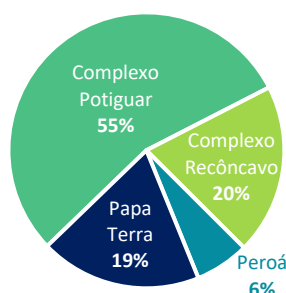
⁶ Compara as produções do 4T23 e 1T23, considerando os ativos operados pela Companhia em todos os meses de 2023 (desconsidera os Polos Potiguar e Pescada).

⁷ 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 m³) 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)



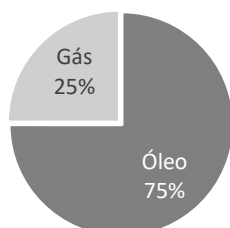
Em uma análise geográfica, por bacia sedimentar, o Complexo Potiguar, composto pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e por 35% do Polo Pescada, representou 54,7% da produção total média do trimestre, enquanto o Complexo Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu 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

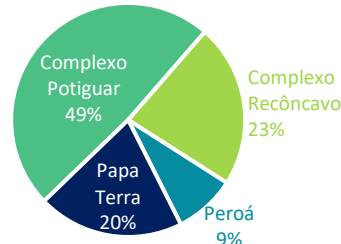
Potiguar no 2T23 e do Polo Papa Terra no 4T22, e (ii) pelo resultado positivo de intervenções realizadas em poços no Complexo Recôncavo, +52,7% A/A. Já a produção de gás representou 25,0% da produção média do ano, atingindo 8.603 boe/d (1.368 mil m³/d), crescimento de 2,0x (103,3%) A/A. A performance 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.

Consolidado		UND	4T22	1T23	2T23	3T23	4T23	2023
	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
	Gás Portfólio ⁽¹⁾	boe/d	7.685	8.074	9.616	9.882	10.633	9.551
	Gás 3R ⁽¹⁾	boe/d	6.715	7.161	8.509	8.923	9.817	8.603
Complexo	Potiguar	boe/d	6.499	6.464	11.600	25.681	25.493	17.310
	Potiguar 3R ^{(1) (2)}	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 ⁽²⁾	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
	Gás 3R ^{(1) (2)}	boe/d	1.000	897	1.084	1.647	1.639	1.317
Complexo	Recôncavo 3R	boe/d	6.203	7.028	7.413	7.538	9.187	7.791
	Óleo 3R	bbl/d	2.889	3.133	3.022	3.294	3.824	3.318
	Gás 3R ⁽³⁾	boe/d	3.314	3.895	4.390	4.244	5.363	4.473
Complexo Offshore	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.

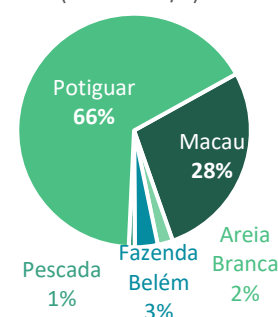
Complexo Potiguar

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 gás⁸ foi de 1.638 boe (260 mil m³), +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 m³) 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)

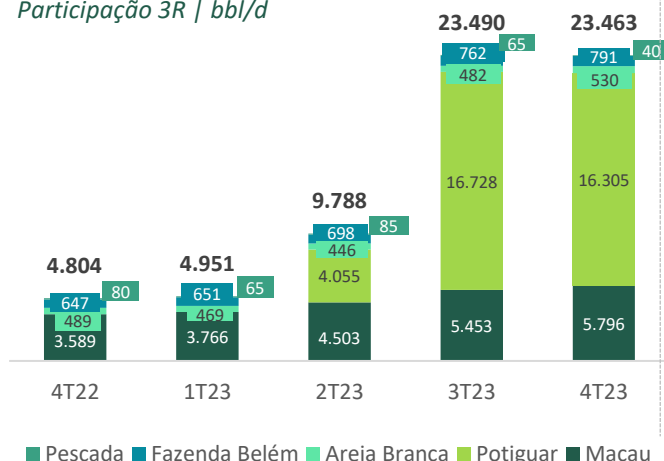


⁸ Não considera a produção de gás natural dos Polos Areia Branca e Fazenda Belém, uma vez que todo volume produzido é consumido e/ou reinjetado nos reservatórios.

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.

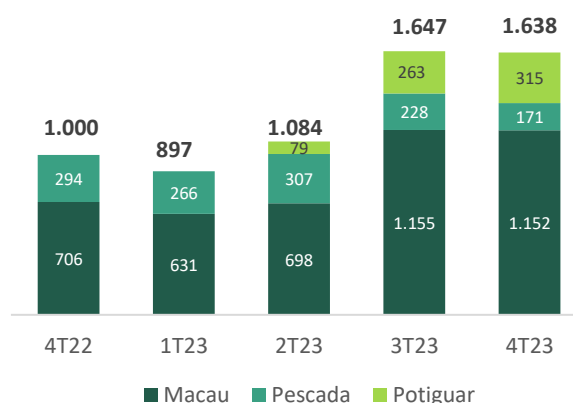
Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



Produção de Gás³

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 m³), +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 m³) de gás, totalizando 6.109,9 mil barris de óleo equivalente.

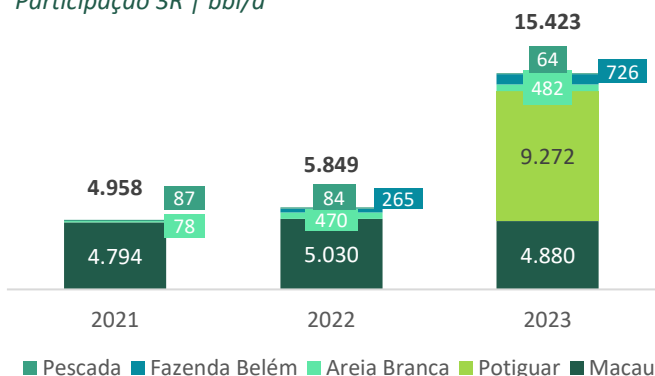
A performance operacional do Complexo Potiguar em 2023 é explicada, principalmente: (i) pela incorporação do Polo Potiguar ao portfólio da Companhia, em junho de 2023, (ii) pela evolução orgânica de produção no Polo Macau, crescimento de 77,2% na produção de óleo em dezembro de 2023 comparado a janeiro 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.

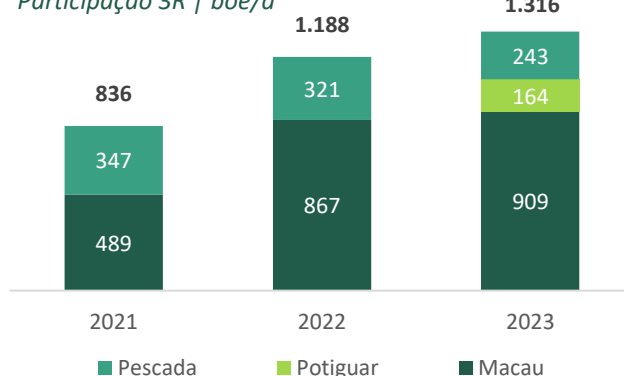
Produção de Óleo

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.

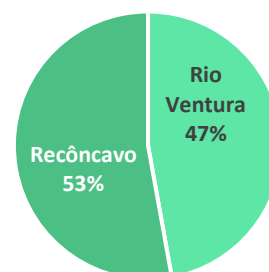
No 4T23, o Complexo Recôncavo registrou 9.187 boe/d, aumento de 48,1% A/A e 21,9% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.824 bbl/d, +32,4% A/A e +16,1% T/T, e representou 41,6% da produção do Complexo no 4T23. A produção média diária de gás foi de 5.363 boe (853 mil m³), +61,9% A/A e +26,4% T/T. A produção total no trimestre foi de 351,8 mil barris de óleo e 493,4 mil boe (78.443,2 mil m³) 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 m³/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)



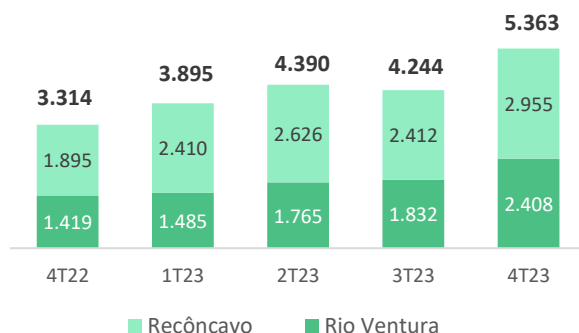
Produção de Óleo

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 m³), +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 m³) 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 m³/d), em 2023, aproximadamente 59,3% do volume de gás produzido no ativo foram reinjetados no reservatório e/ou consumidos.

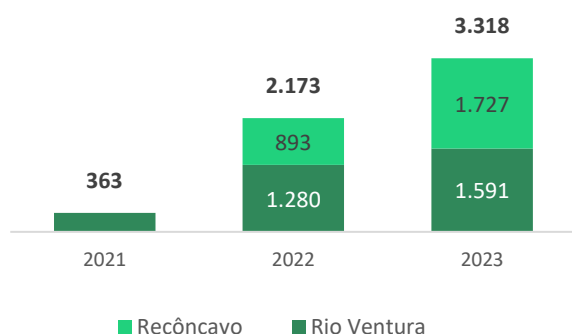
A performance operacional do Complexo Recôncavo em 2023 é explicada, principalmente: (i) pelo resultado de atividades com sonda, reativações de poços, *workovers* e *pulling*, (ii) pela ampliação das instalações de tratamento e escoamento da produção dos ativos, e (iii) otimizações operacionais focadas 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.

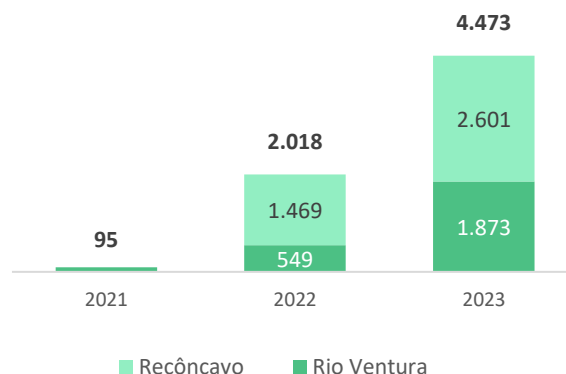
Produção de Óleo

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 2.816⁹ boe (448 mil m³), +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 m³) 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:

⁹ 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*, (iii) a certificação de novos tanques, anteriormente não operacionais, (iv) o aumento da redundância de sistemas e equipamentos críticos, (v) a melhoria da planta de tratamento e especificação da produção, e (vi) 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%.**

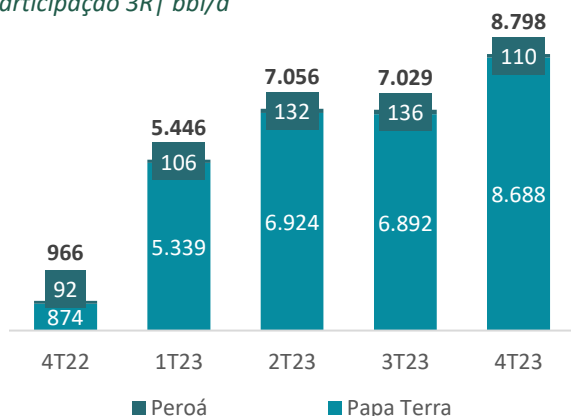
Ainda que tenha havido um importante ganho de eficiência até o encerramento de 2023, a Companhia possui projetos em diversos sistemas operacionais planejadas para o primeiro semestre de 2024 que tendem a elevar a eficiência operacional do ativo, sendo o objetivo final em níveis estáveis acima dos 95%.

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.

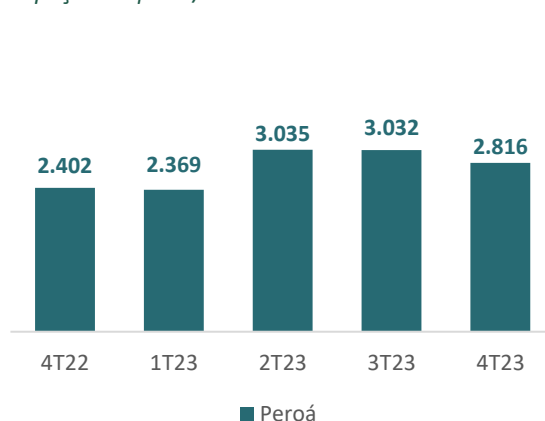
Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



Produção de Gás

Participação 3R | boe/d - Polo Peroá

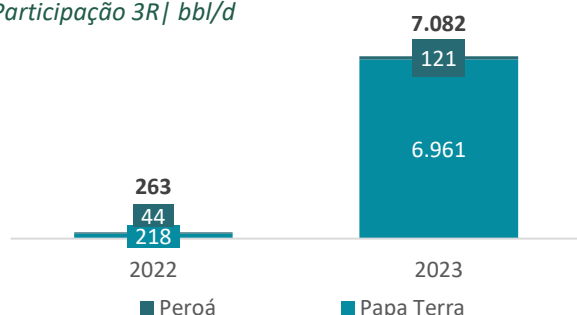


No ano, o Complexo Offshore registrou 9.895 boe/d, +7,7x (667,6%) A/A. A produção média de óleo atingiu 7.082 bbl/d, +27,0x A/A, e representou 71,6% da produção do Complexo, enquanto a produção média diária de gás registrou 2.813 boe (447 mil m³), +174,1% A/A. Em 2023, a produção total foi de 2.584,9 mil barris de óleo e 1.026,8 boe (163.241 mil m³) 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.

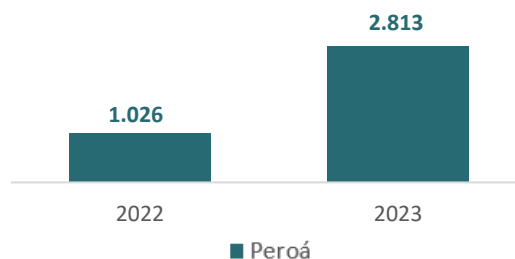
Produção de Óleo

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 Guamaré, 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 Guamaré 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.

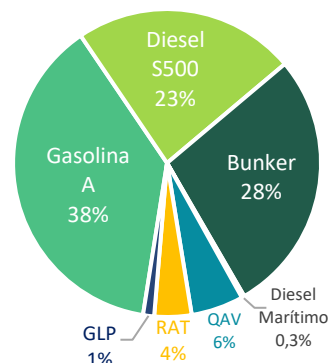
No 4T23, a Companhia realizou a venda de 1.097 mil barris de produtos derivados, redução de 70,3% T/T. A performance do trimestre é explicada, principalmente, pela parada programada para manutenção da refinaria durante boa parte do período.

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.

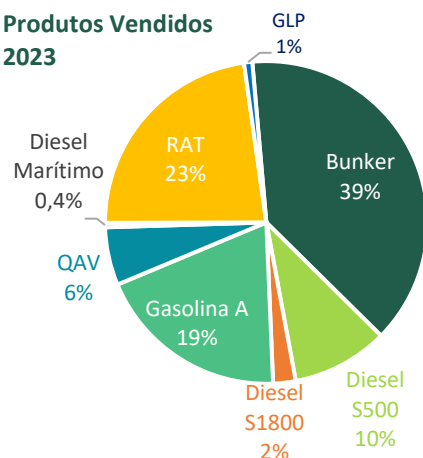
Produtos Vendidos
4T23



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 m³)	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/MMBTU¹⁰. 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.

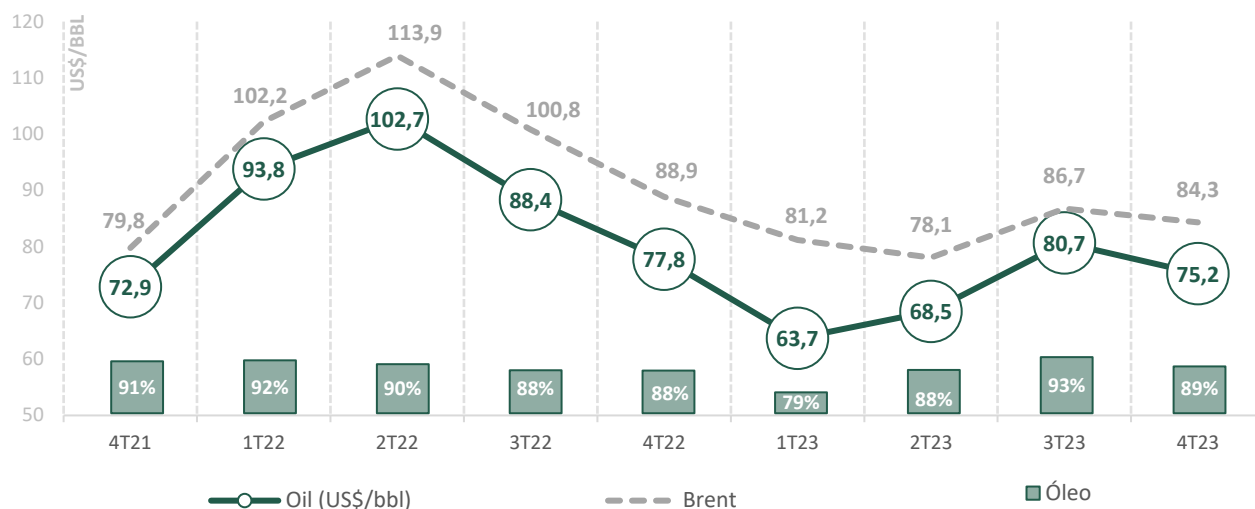
A performance do trimestre é explicada: (i) pela queda de 2,8% no Brent médio, indexador dos contratos de óleo e gás, (ii) pela parada programada para manutenção da Refinaria Clara Camarão, de setembro a dezembro de 2023, período em que a produção de óleo foi comercializada através do Terminal Aquaviário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

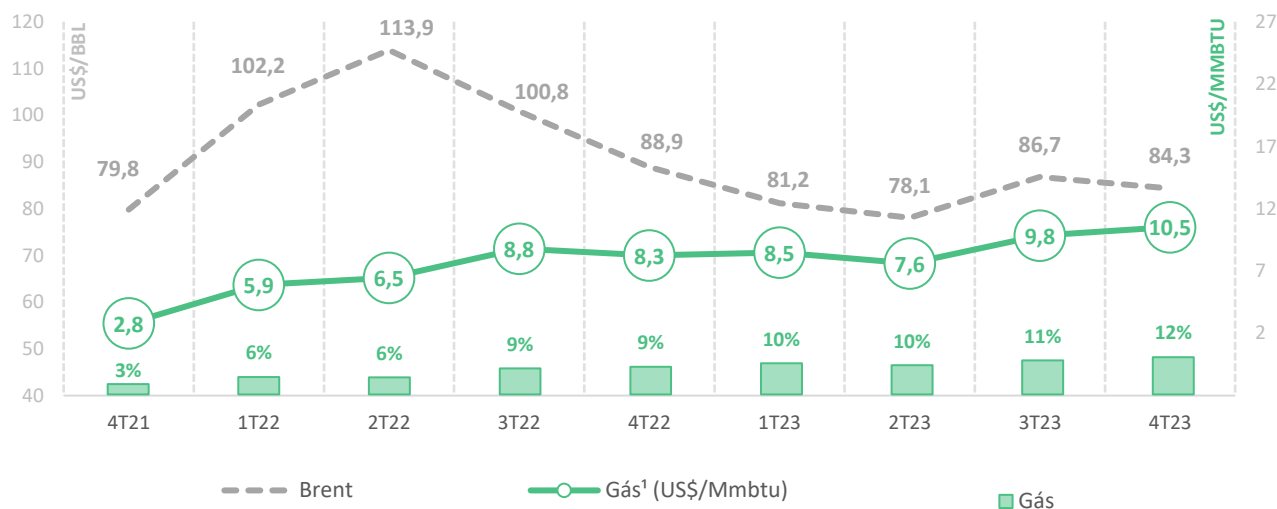
¹⁰ (1) Os preços de venda de gás natural registrados nos Complexos Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. (2) Os preços de venda de gás natural do Complexo Recôncavo e do Polo Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento 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 Terceiros¹



¹ 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 m³ 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.

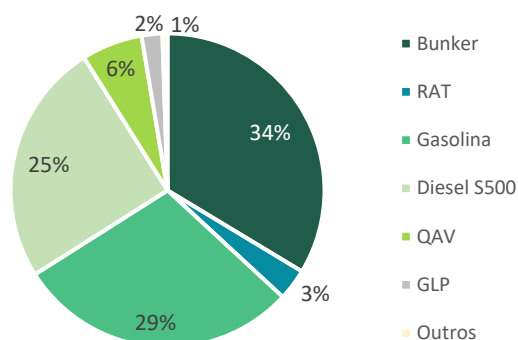
A refinaria é capaz de produzir e especificar (enquadrar nos padrões de mercado para comercialização) o querosene de aviação (QAV), o bunker (VLSFO) e o diesel marítimo (MGO). Enquanto o QAV é vendido em contratos com as distribuidoras, referenciados ao Preço de Paridade Internacional (PPI), o bunker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

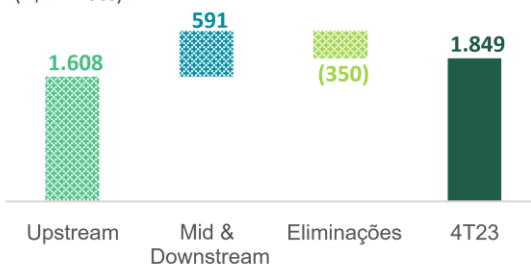
Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	4T23	4T22		3T23		2023	2022	
					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ A/A	3R	3R	Δ A/A
Em milhares de reais												
Receita Líquida	1.608.338	590.839	-	(349.727)	1.849.450	445.130	315,5%	2.360.259	-21,6%	5.619.989	1.722.422	226,3%
Custo do Produto 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%
Lucro Bruto	656.603	13.431	-	(91.173)	578.862	158.089	266,2%	736.214	-21,4%	1.757.960	886.878	98,2%
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%
Lucro Operacional	641.773	7.230	(46.736)	(91.173)	511.094	(141.828)	-	607.192	-15,8%	1.265.870	271.057	367,0%
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%
Resultado antes de impostos	684.323	7.738	(53.033)	(91.173)	547.855	(247.400)	-	(111.784)	-	590.794	(214.133)	-
Imposto de renda e contribuição social	(115.261)	(26.969)	-	1.552	(140.678)	208.429	-	34.331	-	(165.579)	341.849	-
Lucro Líquido	569.062	(19.231)	(53.033)	(89.621)	407.177	(38.971)	-	(77.453)	-	425.215	127.716	232,9%
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)	-
EBITDA	827.505	21.656	(44.470)	(86.608)	718.083	(41.509)	-	828.571	-13,3%	1.885.970	550.358	242,7%
Margem EBITDA	51,5%	3,7%	-	24,8%	38,8%	-	-	35,1%	3,7 p.p.	33,6%	32,0%	1,6 p.p.
Ajustes não recorrentes	(21.484)	-	-	-	(21.484)	154.148	-	-	-	(5.685)	159.242	-
EBITDA Ajustado	806.021	21.656	(44.470)	(86.608)	696.599	112.639	6,2x	828.571	-15,9%	1.880.285	709.600	165,0%
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

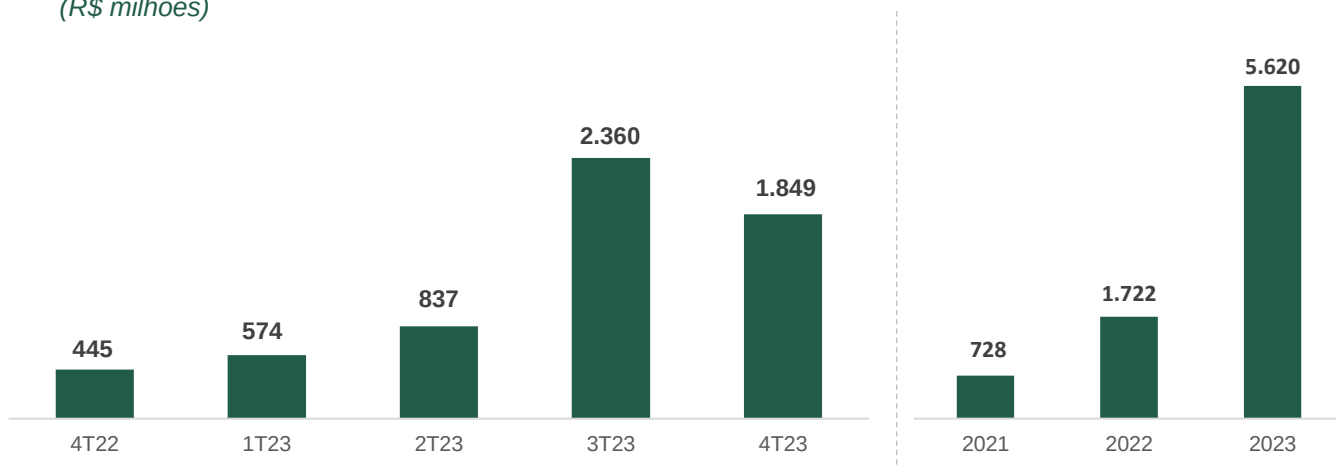
(R\$ milhões)



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

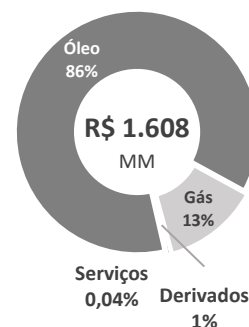
(R\$ milhões)



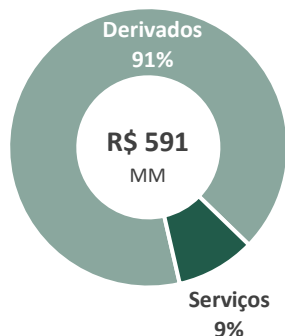
O segmento de *upstream* registrou receita líquida de R\$ 1.608,3 milhões no 4T23, alta de 3,6x (261,3%) A/A e +6,8% T/T, sendo: (i) R\$ 1.392,2 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 205,9 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 9,5 milhões referentes à venda de derivados e líquidos 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

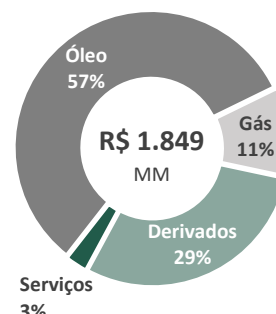


O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 590,8 milhões no 4T23, redução de 61,3% T/T, sendo: (i) R\$ 536,8 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 54,0 milhões referentes à prestação de serviços.

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.

Receita Líquida Consolidada 4T23



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.

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			
	429	\$ 83,4	1T24		863	\$ 59,3	1T24
	412	\$ 81,3	2T24		878	\$ 55,6	2T24
	383	\$ 79,8	3T24		715	\$ 52,2	3T24
	358	\$ 78,3	4T24		645	\$ 51,0	4T24
	165	\$ 76,6	1T25		751	\$ 50,9	1T25
	22	\$ 74,5	2T25		1137	\$ 53,7	2T25
	-	-	-		545	\$ 65,4	3T25
	-	-	-		505	\$ 56,5	4T25
Total	1.769	\$ 80,4	-	Total	6.038	\$ 55,3	\$ 94,8

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

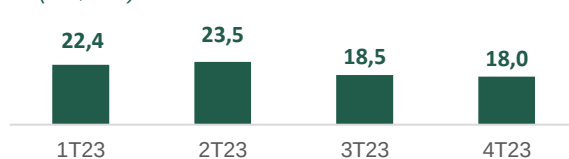
Em consolidação à dinâmica supracitada, a **Companhia encerrou o quarto trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 407,2 milhões**, comparado a um prejuízo de R\$ 39,0 milhões no mesmo período do ano anterior, e prejuízo de R\$ 77,5 milhões no 3T23.

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 Potiguar¹¹ 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).

¹¹ 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*.

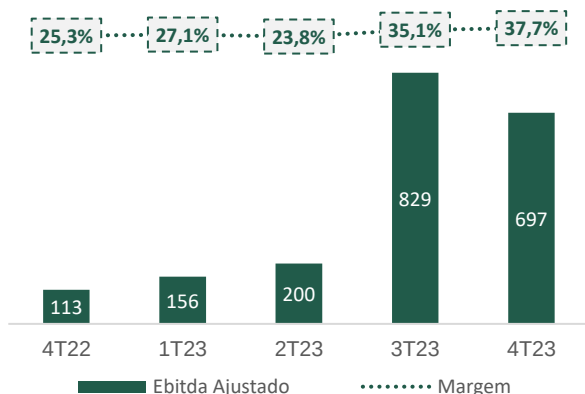
No trimestre, a performance do EBITDA Ajustado é suportada pela maior contribuição do segmento *upstream*, +0,8% T/T, função: (a) do aumento orgânico da produção de óleo e gás, (b) da maior diluição de custos operacionais, com reflexo na redução do *lifting cost* consolidado, e (c) da diversificação 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

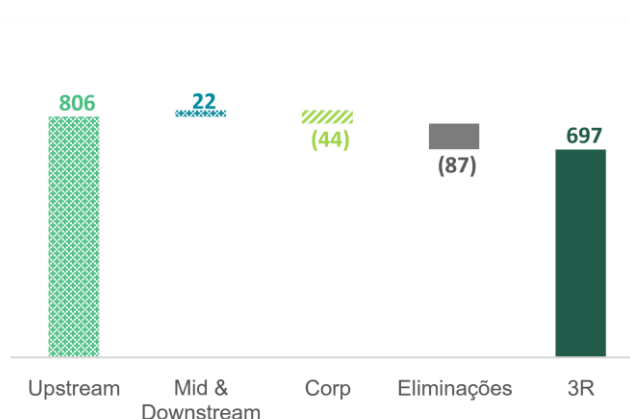
Ajustada

(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.

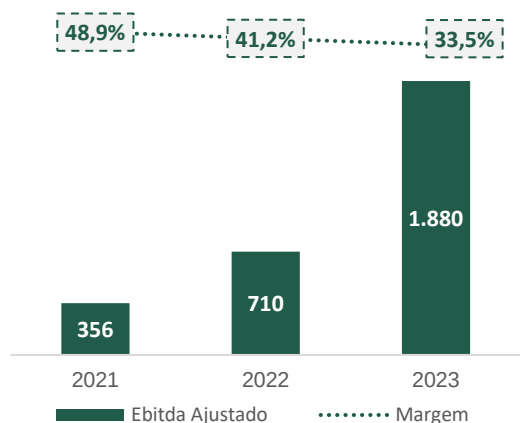
Em 2023, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 1.880,3 milhões, +2,6x (165,0%) A/A, sendo: (i) R\$ 2.076,3 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 201,9 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 199,4 milhões negativos,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

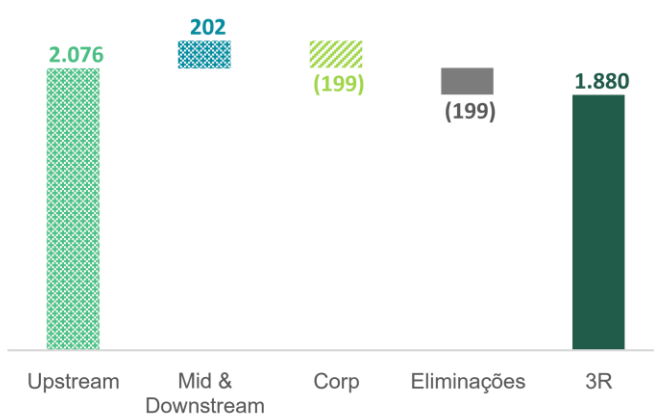
EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustada

(R\$ milhões)



Composição do EBITDA Ajustado 2023

(R\$ milhões)

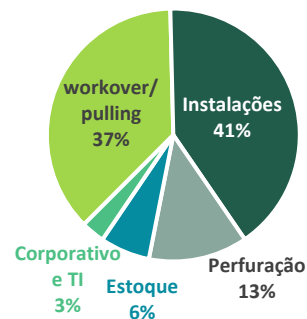


Capex

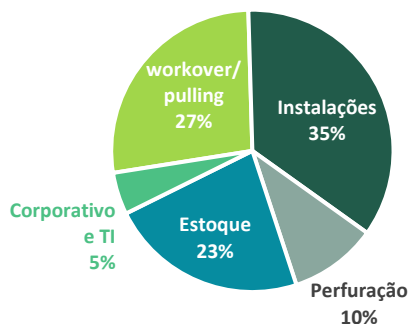
A 3R registrou Capex de R\$ 815,0 milhões ou US\$ 164,5 milhões no quarto trimestre de 2023, crescimento de 5,4x (443,7%) A/A e +95,7% T/T em dólar americano. A aceleração do capex no trimestre é explicada: (i) pelo aumento do número de intervenções em poços, incluindo a campanha de *workover offshore* 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



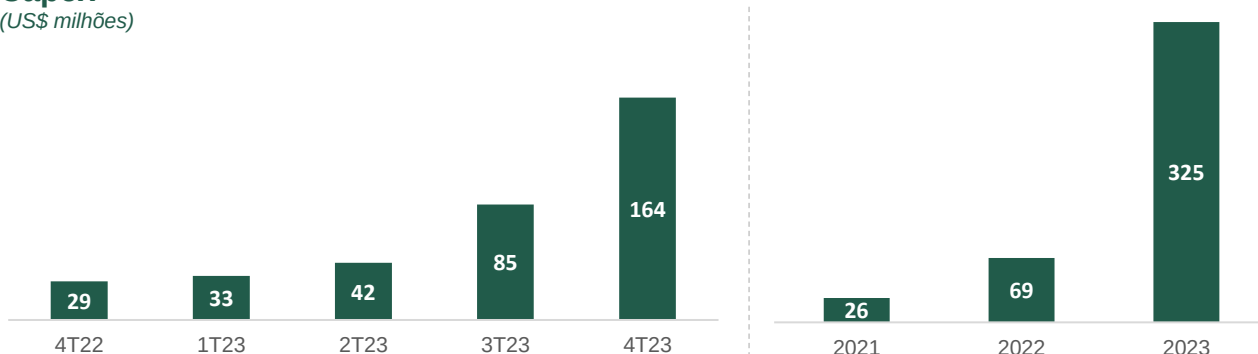
Em termos de unidade de negócio, R\$ 777,6 milhões do capex aplicado no 4T23 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 30,7 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 6,7 milhões foi consumida pelo segmento corporativo.

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*.

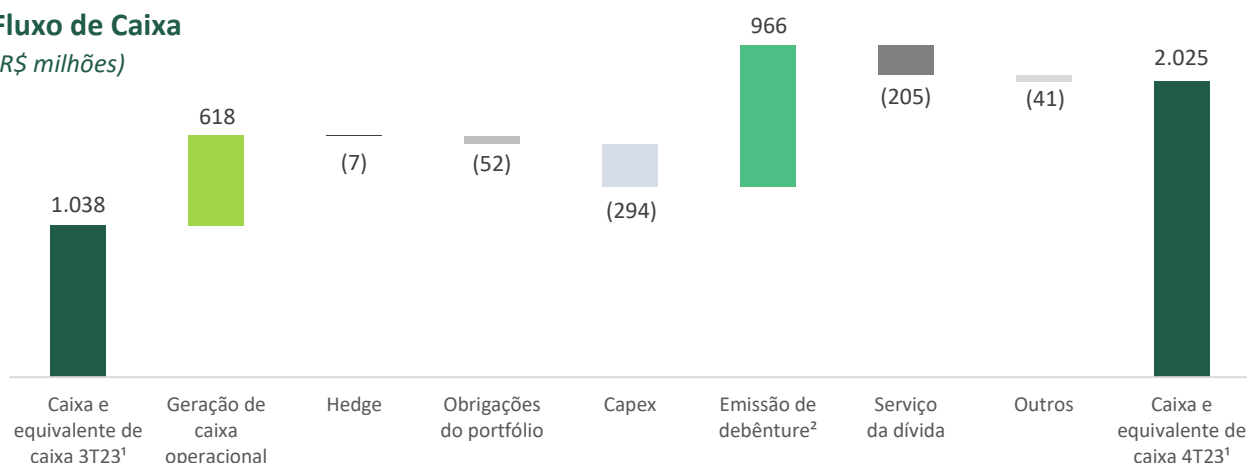
As atividades de investimento consumiram R\$ 345,3 milhões do caixa no 4T23, comparado a um consumo de R\$ 403,7 milhões no trimestre anterior. O resultado decorre: (i) do pagamento de R\$ 293,6 milhões referentes à aplicação de capex, +22,9% T/T, e (ii) do pagamento da parcela de ajuste de preço referente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



¹ 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.

² 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 bruta¹², 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.

¹² Não considera R\$ 45,3 milhões em arrendamentos.

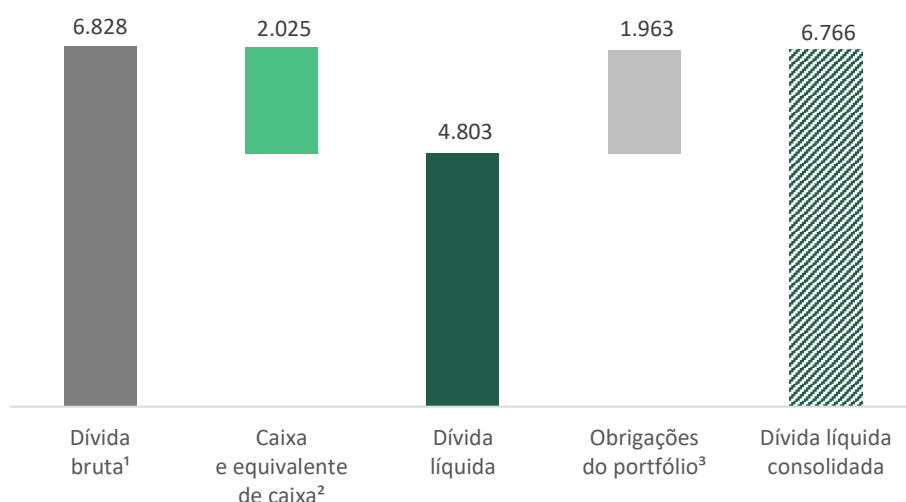
Em consequência da dinâmica acima apresentada, a **Companhia encerrou o ano com dívida líquida de R\$ 4.802,5 milhões, -4,3% T/T**, ou US\$ 992,0 milhões, -1,0% T/T.

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 lado¹³. 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
Peroá (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
Total de Pagamentos	453,3	77,5	77,5	-	525,3	453,1	376,7	1.963,1
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)



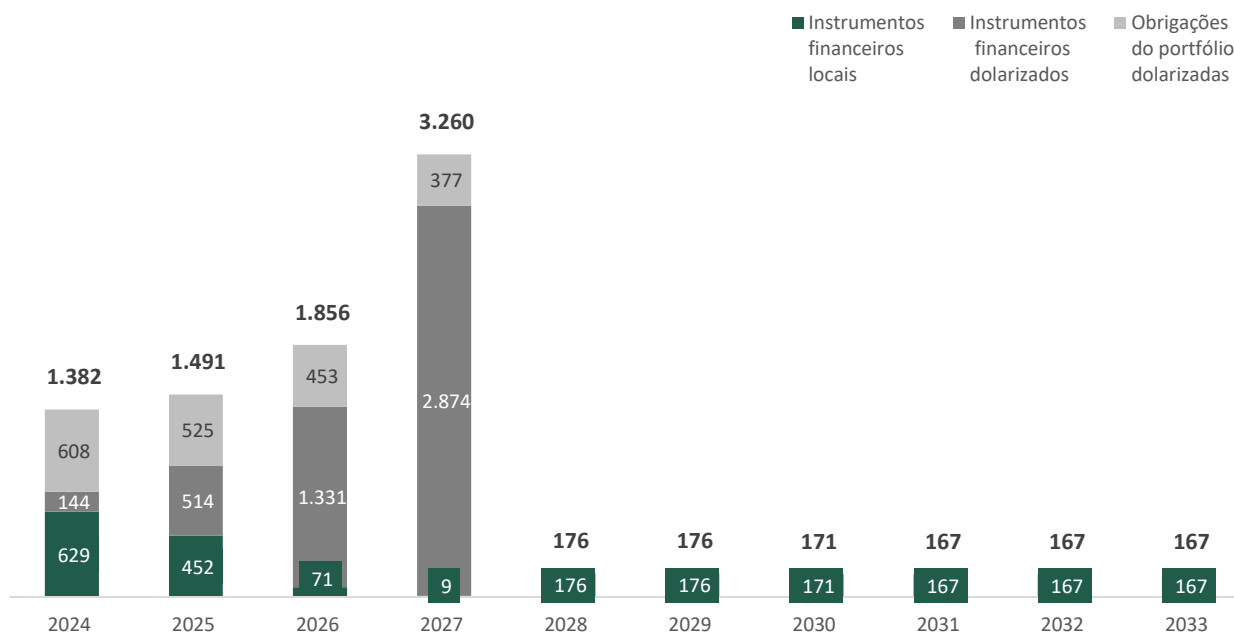
- 1) A dívida bruta consolidada não considera arrendamentos e exclui o montante da dívida bruta da 3R Lux (UMB) que é compensado pela aplicação financeira da mesma subsidiária, TRS 3R Lux.
- 2) O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de conta reserva (contabilizado no caixa restrito) 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.

¹³ 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 Amortização¹⁴

(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 proforma¹⁵ 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 meses¹⁶ 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 detido 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.

¹⁴ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados.

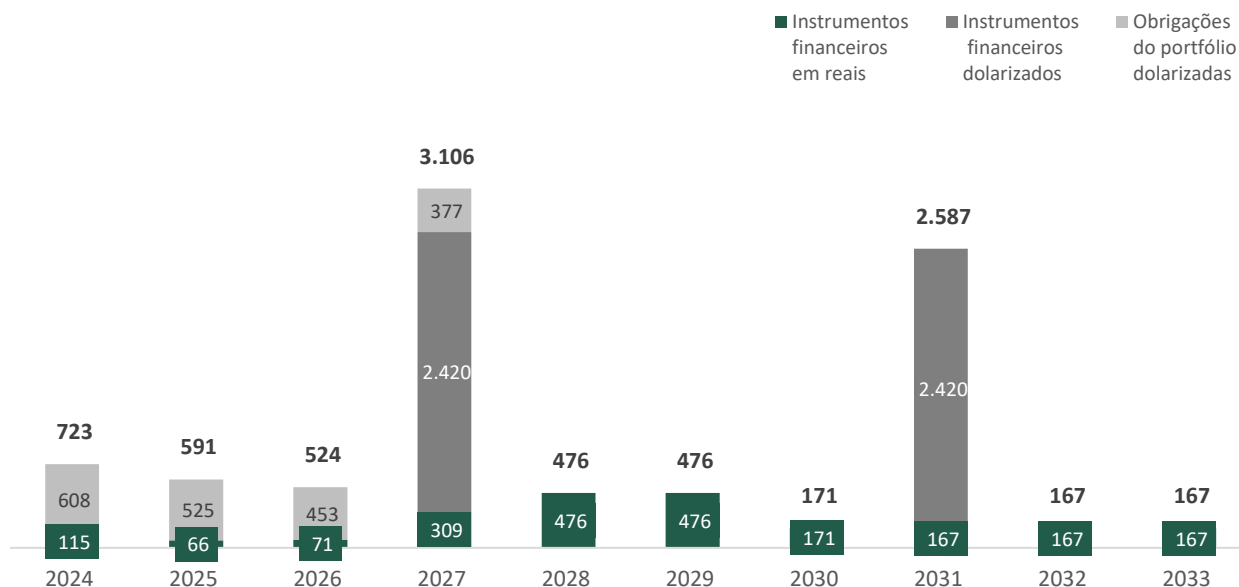
¹⁵ Considera o EBITDA proforma do Polo Potiguar, ativo com menos de 12 meses de operação pela Companhia. As premissas se baseiam, principalmente: (i) na produção histórica do ativo, (ii) nas condições comerciais vigentes, e (iii) nos custos estimados no relatório de certificação de reservas mais atualizado.

¹⁶ 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 Forma¹⁷

(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.

¹⁷ 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.

Anexo I – Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial					
Em milhares de reais	4T23	4T22	Δ A/A	3T23	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	1.754.106	800.442	2,2x	781.980	2,2x
Aplicações financeiras	154.559	31.353	4,9x	14.515	10,6x
Caixa restrito	287.215	-	-	221.481	29,7%
Contas a receber de terceiros	522.022	223.252	2,3x	533.087	-2,1%
Estoque	814.819	187.472	4,3x	654.654	24,5%
Adiantamentos	58.578	193.011	-69,7%	59.778	-2,0%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	159.898	41.021	3,9x	149.341	7,1%
Derivativos	40.817	15.934	2,6x	7.239	5,6x
Despesas antecipadas	164.556	77.378	2,1x	124.453	32,2%
Outros ativos	8.926	837	10,7x	9.167	-2,6%
Total do ativo circulante	3.965.496	1.570.700	2,5x	2.555.695	55,2%
Aplicações financeiras	2.304.150	-	-	2.520.500	-8,6%
Caixa restrito	22.772	14.985	1,5x	24.497	-7,0%
Depósitos judiciais	8.205	4.591	78,7%	8.201	0,0%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	128	2.442	-94,8%	126	1,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	538.830	500.225	7,7%	627.087	-14,1%
Derivativos	61.894	7.613	8,1x	39.652	56,1%
Outros ativos	4.829	2.568	88,0%	4.791	0,8%
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	593.549	-99,7%	1.600	0,0%
Imobilizado	6.149.095	2.228.071	2,8x	6.372.701	-3,5%
Intangível	7.021.490	2.997.516	2,3x	7.080.285	-0,8%
Direito de uso	41.369	48.875	-15,4%	40.921	1,1%
Total do ativo não circulante	16.154.362	6.400.435	2,5x	16.720.361	-3,4%
Total do ativo	20.119.858	7.971.135	2,5x	19.276.056	4,4%
Passivo					
Fornecedores	1.315.214	246.668	5,3x	644.683	104,0%
Empréstimos e financiamentos	239.428	108.223	121,2%	138.988	72,3%
Arrendamentos	16.500	12.748	29,4%	14.953	10,3%
Obrigações trabalhistas	103.832	55.946	85,6%	106.512	-2,5%
Valores a pagar por aquisições	608.436	299.089	103,4%	808.943	-24,8%
Contas a pagar - partes relacionadas	6.164	-	-	-	-
Dividendos a pagar	92.565	-	-	-	-
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	123.090	57.301	2,1x	142.095	-13,4%
Provisão para pagamento de Royalties	38.893	15.066	2,6x	46.427	-16,2%
Debêntures	721.925	39.234	18,4x	457.390	57,8%
Debêntures - Partes relacionadas	22.129	-	-	16.865	31,2%
Derivativos	17.441	32.734	-46,7%	96.243	-81,9%
Outras obrigações	30.894	24.476	26,2%	24.953	23,8%
Total do passivo circulante	3.336.511	891.485	3,7x	2.498.052	33,6%
Debêntures	5.962.183	904.085	6,6x	5.411.918	10,2%
Debêntures - Partes relacionadas	16.071	-	-	21.429	-25,0%
Empréstimos e financiamentos	2.338.631	-	-	2.509.810	-6,8%
Arrendamentos	28.813	37.818	-23,8%	29.472	-2,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	68.288	79.430	-14,0%	69.840	-2,2%
Provisão para contingências	3.207	4.013	-20,1%	3.667	-12,5%
Derivativos	52.672	-	-	91.360	-42,3%
Valores a pagar por aquisições	1.354.641	533.816	2,5x	1.098.200	23,4%
Provisão para abandono	1.349.358	1.112.985	1,2x	2.234.565	-39,6%
Outras obrigações	44.393	66.228	-33,0%	51.680	-14,1%
Total do passivo não circulante	11.218.257	2.738.375	4,1x	11.521.941	-2,6%
Capital social	5.055.783	4.154.406	21,7%	5.055.783	0,0%
Reserva de capital	58.138	37.136	56,6%	44.506	30,6%
Reserva de lucros	297.183	-	-	-	0,0%
Ajuste de avaliação patrimonial	81.333	106.383	-23,5%	94.386	-13,8%
Prejuízo acumulado	-	(15.486)	-	(9.267)	-
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	5.492.437	4.282.439	28,3%	5.185.408	5,9%
Participação de acionistas não controladores	72.653	58.836	23,5%	70.655	2,8%
Patrimônio líquido	5.565.090	4.341.275	28,2%	5.256.063	5,9%
Total do passivo e patrimônio líquido	20.119.858	7.971.135	2,5x	19.276.056	4,4%

Anexo II – Demonstração de Resultados

Demonstração de Resultado								
Em milhares de reais	4T23	4T22	Δ A/A	3T23	Δ T/T	2023	2022	Δ A/A
Receita líquida	1.849.450	445.130	4,2x	2.360.259	-21,6%	5.619.989	1.722.422	3,3x
Custo dos produtos vendidos	(1.270.588)	(287.041)	4,4x	(1.624.045)	-21,8%	(3.862.029)	(835.544)	4,6x
Lucro bruto	578.862	158.089	3,7x	736.214	-21,4%	1.757.960	886.878	98,2%
Despesas gerais e administrativas	(90.168)	(86.107)	4,7%	(123.080)	-26,7%	(443.960)	(339.003)	31,0%
Outras despesas / receitas operacionais	38.652	(90.492)	-	(5.942)	-	(5.378)	(153.500)	-96,5%
Provisão no valor recuperável de ativos	(16.252)	(123.318)	-86,8%	-	-	(42.752)	(123.318)	-65,3%
	(67.768)	(299.917)	-77,4%	(129.022)	-47,5%	(492.090)	(615.821)	-20,1%
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos	511.094	(141.828)	-	607.192	-15,8%	1.265.870	271.057	4,7x
Receitas financeiras	219.844	(187.156)	-	81.102	171,1%	650.055	319.817	103,3%
Despesas financeiras	(183.083)	81.584	-	(800.078)	-77,1%	(1.325.131)	(805.007)	64,6%
Resultado financeiro líquido	36.761	(105.572)	-	(718.976)	-	(675.076)	(485.190)	39,1%
Lucro/(Prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	547.855	(247.400)	-	(111.784)	-	590.794	(214.133)	-
Imposto de renda e contribuição social corrente	(53.973)	19.561	-375,9%	(107.766)	-49,9%	(215.326)	(71.675)	3,0x
Imposto de renda e contribuição social diferido	(86.705)	227.990	-	142.097	-161,0%	49.747	413.524	-88,0%
Lucro líquido (Prejuízo) do período	407.177	(38.971)	-	(77.453)	-	425.215	127.716	3,3x
Lucro/(Prejuízo) líquido atribuído a:								
Proprietários da Companhia	399.015	(43.001)	-	(83.488)	-	405.234	149.569	2,7x
Acionistas não controladores	8.162	4.030	102,5%	6.035	35,2%	19.981	(21.853)	-
Lucro líquido (Prejuízo) do período	407.177	(38.971)	-	(77.453)	-	425.215	127.716	3,3x

Anexo III – Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa								
Em milhares de reais						2023	2022	Δ A/A
4T23	4T22	Δ A/A	3T23	Δ T/T				
Resultado do período	407.177	(38.971)	-	(77.453)	-5,3x	425.215	127.716	3,3x
Ajustes por:								
Resultado de aplicações financeiras	(102.259)	(19.910)	5,1x	(93.045)	9,9%	(250.542)	116.452	-
Juros sobre arrendamentos e depósitos judiciais	1.723	1.176	146,5%	1.833	-6,0%	6.366	2.917	118,2%
Juros sobre debêntures, empréstimos e valores a pagar por aquisições	336.431	22.998	-	304.775	10,4%	822.609	76.249	10,8x
Ajuste a valor presente	78.119	(10.910)	-	(10.812)	-	92.677	(2.478)	-
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	86.150	-	-	-	-	-	-	-
Derivativos não realizados	(166.604)	81.460	-	209.854	-	(25.628)	237.356	-
Variação cambial não realizada	147.186	2.463	59,8x	(96.413)	-	(88.667)	(13.349)	6,6x
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	(460)	(799)	0,6x	(826)	-44,3%	(806)	465	-
Constituição/reversão impairment	16.252	123.318	0,1x	-	-	42.752	123.318	-65,3%
Baixa de imobilizado	-	94	0,0x	121	-	142	1.163	-87,8%
Atualização monetária - Debêntures	(162.106)	(464)	349,4x	152.685	-	(76.291)	(2.706)	28,2x
Atualização da provisão para abandono	3.296	(4.978)	-	41.019	-92,0%	69.727	22.632	3,1x
Amortização e Depreciação	202.505	97.971	2,1x	216.197	-6,3%	604.202	273.628	2,2x
Depreciação de direito de uso	4.484	2.347	1,9x	5.182	-13,5%	15.898	5.674	2,8x
Despesas antecipadas apropriadas no período	42.576	-	-	34.630	22,9%	113.137	49.138	-
Custos apropriados – debêntures	30.643	2.142	14,3x	8.206	3,7x	44.189	2.142	20,6x
Imposto de renda e contribuição social diferidos	92.643	(227.990)	-	(142.097)	-	(43.809)	(428.590)	-89,8%
Transação com pagamento baseado em ação	13.632	(1.716)	-	3.557	3,8x	21.002	33.793	0,6x
	1.031.388	28.231	36,5x	557.413	1,9x	1.772.173	625.520	2,8x
Variação em ativos e passivos								
Contas a receber de terceiros	11.065	30.369	-63,6%	(129.618)	-	(298.770)	(108.693)	2,7x
Imposto de renda e contribuição social	75.192	27.804	2,7x	55.913	1,3x	152.676	120.226	27,0%
Estoques	(121.343)	(113.216)	7,2%	17.112	-	(580.177)	(113.217)	5,1x
Outros ativos	200	18.290	-98,9%	(142)	-	(10.350)	6.939	-
Adiantamentos	1.200	(101.163)	-	96.379	-98,8%	134.433	(193.011)	-
Fornecedores	(95.825)	72.631	-	(3.618)	26,5x	302.190	193.059	56,5%
Valores a pagar ao operador	-	(358)	-	-	-	-	(1.429)	-
Depósitos judiciais	-	(1.337)	-	(3.243)	-	(3.597)	(1.545)	132,8%
Despesas antecipadas	(82.679)	(21.981)	3,8x	(83.047)	-0,4%	(200.315)	(115.169)	1,7x
Obrigações trabalhistas	(2.680)	2.414	-	33.297	-	47.886	39.518	21,2%
Royalties	(7.534)	624	-	16.048	-	23.827	5.834	4,1x
Amortização do custo de abandono	(587)	(200)	2,9x	212	-	2.361	(3.256)	-
Derivativos	(6.706)	(64.408)	-89,6%	6.590	-	(16.157)	(344.138)	-95,3%
Outras obrigações	(79.464)	83.051	-	(42.833)	1,9x	(108.094)	66.408	-
Caixa gerado pelas atividades operacionais	722.227	(39.249)	-	520.463	38,8%	1.218.086	177.046	5,9x
Impostos pagos sobre o lucro	(110.694)	(13.169)	8,4x	(68.707)	61,1%	(209.388)	(86.741)	141,4%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	611.533	(52.418)	-	451.756	35,4%	1.008.698	90.305	10,2x
Aplicações financeiras	43.418	19.696	120,4%	278.172	-84,4%	(2.176.813)	2.241.569	-
Adiantamentos para cessão de blocos	-	-	-	-	-	-	(591.949)	-
Aquisição de imobilizado	(47.341)	(206.228)	-77,0%	(399.638)	-88,2%	(803.023)	(447.989)	79,3%
Aquisição de intangível	17.798	(5.085)	-	(28.824)	-	(35.551)	(1.316.216)	-97,3%
Caixa restrito	(61.458)	(1.240)	49,6x	(85.065)	-27,8%	(295.002)	(6.694)	44,1x
Aquisição de ativo de óleo e gás	(93.713)	(228.510)	-59,0%	(122.733)	-23,6%	(5.308.356)	(235.762)	22,5x
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(141.296)	(421.366)	-66,5%	(358.088)	-60,5%	(8.618.745)	(357.041)	24,1x
Custo de transação	(83.629)	(266)	314,4x	(40.120)	108,4%	(307.356)	(19.274)	15,9x
Juros pagos debêntures	(198.280)	(24.087)	8,2x	(159.972)	23,9%	(445.993)	(26.906)	16,6x
Pagamento de passivo de arrendamento	(5.770)	(2.888)	2,0x	(5.900)	-2,2%	(20.027)	(7.227)	2,8x
Recebimento aporte de capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissão de debêntures	1.000.000	-	-	-	-	6.107.850	900.000	6,8x
Emissão de debêntures - Partes relacionadas	-	-	-	37.500	-	37.500	-	-
Juros pagos sobre empréstimos	(82.565)	-	-	(78.255)	5,5%	(168.038)	-	-
Aumento de capital	-	13.790	-	1.377	-	901.377	13.790	65,4x
Amortização principal - Debêntures	(5.285)	(3.052)	1,7x	(8.617)	-38,7%	(22.943)	(3.052)	7,5x
Amortização principal - Empréstimos	-	-	-	-	-	(99.830)	-	-
Empréstimos captados	-	-	-	121.937	-	2.708.737	100.000	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	624.471	(16.503)	-	(132.050)	-	8.691.277	957.331	9,1x
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	1.094.708	(490.287)	-	(38.382)	-	1.081.230	690.595	1,6x
Caixa e equivalente de caixa no início do período	(1.484.024)	1.295.068	-	819.380	-	800.442	118.725	6,7x
Efeito de variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(122.582)	(4.339)	28,3x	982	-	(127.566)	(8.878)	14,4x
Caixa e equivalente de caixa no final do período	(511.898)	800.442	-0,6x	781.980	-	1.754.106	800.442	2,2x
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	1.094.708	(490.287)	-3,2x	(38.382)	-	1.081.230	690.595	1,6x

Anexo IV – Demonstração de Resultado por Cluster

Demonstração de Resultado	Upstream				Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	4T23	4T22		3T23		2023	2022	
	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ A/A	3R	3R	Δ A/A
Em milhares de reais																
Receita Líquida	1.008.945	250.032	109.063	240.298	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	(555.474)	(157.553)	(58.142)	(180.566)	(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%
Lucro Bruto	453.471	92.480	50.921	59.732	656.603	13.431	-	(91.173)	578.862	158.089	266,2%	736.214	-21,4%	1.757.960	886.878	98,2%
Despesas G&A	(20.542)	(8.622)	(1.510)	(6.125)	(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	41.056	(11.700)	-	(7.387)	21.969	(149)	580	-	22.400	(213.810)	-	(5.942)	-	(48.130)	(276.818)	-82,6%
Lucro Operacional	473.986	72.157	49.410	46.220	641.773	7.230	(46.736)	(91.173)	511.094	(141.828)	-	607.192	-15,8%	1.265.870	271.057	367,0%
Resultado Financeiro Líquido	65.196	(4.075)	(1.014)	(17.557)	42.550	507	(6.297)	-	36.761	(105.572)	-	(718.976)	-	(675.076)	(485.190)	39,1%
Receita Financeira	80.543	14.569	9.519	18.250	122.881	926	123.659	(27.622)	219.844	(187.156)	-	81.102	171,1%	650.055	319.817	103,3%
Despesa Financeira	(15.347)	(18.644)	(10.533)	(35.807)	(80.331)	(419)	(129.956)	27.622	(183.083)	81.584	-	(800.078)	-77,1%	(1.325.131)	(805.007)	64,6%
Resultado antes de impostos	539.182	68.083	48.396	28.662	684.323	7.738	(53.033)	(91.173)	547.855	(247.400)	-	(111.784)	-	590.794	(214.133)	-
Imposto de renda e contribuição social	(81.937)	(10.676)	-	(22.648)	(115.261)	(26.969)	-	1.552	(140.678)	208.429	-	34.331	-	(165.579)	341.849	-
Lucro Líquido	457.245	57.407	48.396	6.014	569.062	(19.231)	(53.033)	(89.621)	407.177	(38.971)	-	(77.453)	-	425.215	127.716	232,9%
Imposto de renda e contribuição social	(81.937)	(10.676)	-	(22.648)	(115.261)	(26.969)	-	1.552	(140.678)	208.429	-	34.331	-	(165.579)	341.849	-
Resultado Financeiro Líquido	65.196	(4.075)	(1.014)	(17.557)	42.550	507	(6.297)	-	36.761	(105.572)	-	(718.976)	-	(675.076)	(485.190)	39,1%
Depreciação e Amortização	(101.423)	(28.963)	(19.850)	(24.533)	(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	(7.959)	(2.136)	(482)	(386)	(10.962)	(106)	(2.267)	-	(13.335)	(12.569)	6,1%	(25.196)	-47,1%	(68.605)	(30.555)	-
EBITDA	583.368	103.256	69.743	71.138	827.505	21.656	(44.470)	(86.608)	718.083	(41.509)	-	828.571	-13,3%	1.885.970	550.358	242,7%
Margem EBITDA	57,8%	41,3%	63,9%	29,6%	51,5%	3,7%	-	24,8%	38,8%	-	-	35,1%	3,7 p.p.	33,6%	32,0%	1,6 p.p.
Ajustes não recorrentes	(37.736)	-	-	16.252	(21.484)	-	-	-	(21.484)	154.148	-	-	-	(5.685)	159.242	-
EBITDA Ajustado	545.632	103.256	69.743	87.390	806.021	21.656	(44.470)	(86.608)	696.599	112.639	6,2x	828.571	-15,9%	1.880.285	709.600	165,0%
Margem EBITDA Ajustado	54,1%	41,3%	63,9%	36,4%	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.

Anexo V – Tabela Produção por Ativo

Consolidado		UND	4T22	1T23	2T23	3T23	4T23	2023	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.
	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	
Complexo	Óleo Portfólio	bbl/d	9.596	18.381	26.157	40.038	43.844	32.105	(2) Refere-se à participação de 35% pertencente à 3R no Polo Pescada. Parcela complementar de 65% permanece em fase de transição operacional.
	Óleo 3R	bbl/d	8.660	13.530	19.866	33.813	36.085	25.823	
	Gás Portfólio ⁽¹⁾	boe/d	7.685	8.074	9.616	9.882	10.633	9.551	
	Gás 3R ⁽¹⁾	boe/d	6.715	7.161	8.509	8.923	9.817	8.603	
Complexo	Potiguar	boe/d	6.499	6.464	11.600	25.681	25.493	17.310	(3) No 4T23, aproximadamente 55% do gás produzido no Polo Recôncavo foi reinjetado nos reservatórios.
	Potiguar 3R ^{(1) (2)}	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 ⁽²⁾	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	
Polo	Gás 3R ^{(1) (2)}	boe/d	1.000	897	1.084	1.647	1.639	1.317	(4) A produção do Polo Potiguar no 2T23 considera 23 dias de operações, desde 08 de junho de 2023, data em que a Companhia assumiu a operação do ativo.
	Potiguar	boe/d	-	-	4.134	16.991	16.620	9.436	
	Potiguar 3R ⁽⁴⁾	boe/d	-	-	4.134	16.991	16.620	9.436	
	Óleo	bbl/d	-	-	4.055	16.728	16.305	9.272	
	Óleo 3R ⁽⁴⁾	bbl/d	-	-	4.055	16.728	16.305	9.272	
Polo	Gás	boe/d	-	-	79	263	315	164	
	Gás 3R ⁽⁴⁾	boe/d	-	-	79	263	315	164	
Polo	Macau 3R	boe/d	4.295	4.397	5.201	6.609	6.949	5.789	
	Óleo 3R	bbl/d	3.589	3.766	4.503	5.453	5.796	4.880	
	Gás 3R	boe/d	706	631	698	1.155	1.152	909	
Polo	Areia Branca - Óleo 3R	bbl/d	489	469	446	482	530	482	
Polo	Fazenda Belém - Óleo 3R	bbl/d	647	651	698	762	791	726	
Polo	Pescada	boe/d	1.069	948	1.121	837	603	877	
	Pescada 3R ⁽²⁾	boe/d	374	332	392	293	211	307	
	Óleo	bbl/d	229	187	243	184	113	182	
	Óleo 3R	bbl/d	80	65	85	65	40	64	
	Gás	boe/d	840	761	878	652	489	695	
Complexo	Gás 3R	boe/d	294	266	307	228	171	243	
	Recôncavo 3R	boe/d	6.203	7.028	7.413	7.538	9.187	7.791	
	Óleo 3R	bbl/d	2.889	3.133	3.022	3.294	3.824	3.318	
Polo	Gás 3R	boe/d	3.314	3.895	4.390	4.244	5.363	4.473	
	Rio Ventura 3R	boe/d	2.821	2.918	3.063	3.542	4.332	3.463	
	Óleo 3R	bbl/d	1.403	1.432	1.298	1.709	1.924	1.591	
Polo	Gás 3R	boe/d	1.419	1.485	1.765	1.832	2.408	1.873	
	Recôncavo 3R ⁽³⁾	boe/d	3.381	4.110	4.350	3.996	4.855	4.328	
	Óleo 3R	bbl/d	1.487	1.700	1.724	1.584	1.900	1.727	
Complexo Offshore	Gás 3R ⁽³⁾	boe/d	1.895	2.410	2.626	2.412	2.955	2.601	
	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	
Complexo Offshore	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	